

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



## **Avaliação Rápida de Sobrecargas Pós-Contingência em Ramos de Sistemas Elétricos Interligados**

**Ricardo Jorge de Lima Capão**

VERSÃO PROVISÓRIA

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos

Janeiro 2016



## Resumo

Na presente dissertação foi desenvolvida uma ferramenta computacional que possibilita o cálculo expedito das condições de operação, definidas pelos sistemas de controlo automático de frequência e potência ativa, de um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, após ocorrência de uma perturbação que provoque um desequilíbrio entre a produção e o consumo de potência ativa de uma das áreas de controlo. O programa desenvolvido recorre à definição de estatismo, constante de amortecimento de carga, característica natural do sistema e às ações de controlo dos sistemas de AGC para obter um cálculo aproximado do novo cenário de despacho e de consumo de potência ativa da área de controlo perturbada. A ferramenta foi aplicada a um SEE de teste e os resultados obtidos foram validados, por comparação dos mesmos com os resultados fornecidos por um *software* de simulação dinâmica, implementado no *Simulink* do *Matlab*.

Recorrendo à ferramenta computacional criada, foi possível desenvolver uma metodologia expedita que permite obter, em tempo real, uma estimativa da evolução temporal da corrente nas linhas de transmissão de um qualquer sistema, composto por duas áreas de controlo interligadas, após ocorrência de uma perturbação. A metodologia proposta foi aplicada a um caso de estudo e os resultados obtidos foram validados, por comparação dos mesmos com os resultados fornecidos por um *software* de simulação dinâmica, denominado *PlanSys18*.

Os trabalhos efetuados permitem concluir que a metodologia apresentada pode ser utilizada na avaliação, em tempo real, da ocorrência de sobrecargas temporárias em ramos de transmissão. Caso se verifique, por aplicação da metodologia proposta, que uma linha de transmissão irá evoluir para uma situação de sobrecarga, o operador do sistema poderá encontrar medidas preventivas ou corretivas para que tal não aconteça, contribuindo diretamente para uma operação segura dos sistemas elétricos de energia.



# Abstract

The present thesis allowed for the development of a *software* tool that enables the rapid calculation of the operating conditions, defined by the automatic load-frequency control system, of any interconnected power system made up of two control areas, after the sudden occurrence of a disturbance that leads to an imbalance between the production and consumption of active power, in one of the control areas. The developed software resorts to the definition of droop, damping constant, composite frequency response characteristic and the control actions performed by the AGC systems, in order to provide an approximate calculation for the new profile of load and dispatch of active power, that characterizes the disturbed control area. The developed tool was applied to a test power system and the results were validated by comparing them with the results provided by a dynamic simulator, implemented in the simulink feature of Matlab.

Furthermore, an expedite methodology is presented that enables the determination of the electric current's dynamic behaviour, through time, in the transmission lines of any power system that is composed of two interconnected control areas, after the sudden occurrence of a disturbance. The proposed methodology was applied to a case study and the results were validated by comparing them with the results provided by the dynamic simulator PlanSys18.

Through the work accomplished in this thesis, it is possible to conclude that the presented method can be used to evaluate, in real time, the occurrences of temporary overloads in the transmission branches of power systems. If, through the use of the proposed methodology, a future possible overload is detected, the transmission system operator will be able to find preventive and or corrective measures that will either prevent it from happening or diminish its consequences, directly contributing to the safe operation of electrical power systems.



# Agradecimentos

Agradeço à minha orientadora, Professora Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos, pelo tempo que generosamente me dedicou, pela sabedoria e competência com que orientou a realização desta dissertação.

Agradeço aos meus amigos, à minha namorada e à minha família pelo incentivo, compreensão e encorajamento dados durante todo este período.

Um agradecimento especial aos meus pais, pelo apoio incondicional demonstrado ao longo de todo o meu percurso académico.





# Índice

Resumo .....	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos .....	v
Índice.....	vii
Lista de Figuras .....	ix
Lista de Tabelas .....	xv
Lista de Abreviaturas .....	xvii
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1 - Objetivos da Dissertação .....	2
1.2 - Estrutura da Dissertação.....	2
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>5</b>
Controlo de Frequência e Potência Ativa.....	5
2.1 - Conceito de Área de Controlo .....	6
2.2 - Controlo Primário de Frequência e Potência Ativa .....	6
2.2.1 - Definição de parâmetros .....	6
2.2.2 - Tempo de Atuação.....	8
2.2.3 - Regulação primária da frequência e potência ativa .....	9
2.3 - Controlo Secundário de Frequência e Potência Ativa .....	12
2.3.1 - Parâmetros do AGC .....	13
2.4 - Conclusões .....	14
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>17</b>
Método Expedito para Cálculo das Condições de Operação em Regime Permanente de Pós-Perturbação .....	17
3.1 - Descrição de Método Expedito para cálculo das Condições de Operação em Regime Permanente de Pós-Perturbação .....	18
3.1.1 - Sistemas AGC desativados – Situação 1 .....	18

3.1.2 - Sistemas AGC ativados e a área de controlo perturbada apresenta reserva secundária suficiente para anular a perturbação – Situação 2 .....	21
3.1.3 - Sistemas AGC ativados e a área de controlo perturbada apresenta reserva secundária insuficiente para anular a perturbação – Situação 3 .....	22
3.2 - Algoritmo Desenvolvido para implementação da Ferramenta Computacional em VBA.....	24
3.2.1 - Algoritmo geral .....	25
3.2.2 - Algoritmo da Situação 1 .....	26
3.2.3 - Algoritmo da Situação 2 .....	28
3.2.4 - Algoritmo da Situação 3 .....	29
3.3 - Teste e Validação do <i>Software</i> desenvolvido em VBA .....	31
3.3.1 - Caso de estudo .....	31
3.3.2 - Exemplos para teste da ferramenta computacional desenvolvida em VBA ..	33
3.3.3 - Resultados obtidos .....	37
3.3.4 - Validação dos resultados obtidos .....	39
3.4 - Conclusões .....	48
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>49</b>
Aplicação de Método Expedito para Estimar a Evolução Temporal da Corrente Nos Ramos de um SEE .....	49
4.1 - Método Expedito utilizado para estimar a Evolução Temporal da Corrente nos Ramos de um SEE .....	50
4.1.1 - Modelização do efeito da variação de tensão nas cargas da área de controlo perturbada.....	51
4.2 - Caracterização do SEE de Teste.....	55
4.2.1 - Escalonamento e pré-despacho de geração .....	56
4.3 - Apresentação e Validação dos Resultados Obtidos .....	59
4.3.1 - Despacho de potência ativa e reativa .....	60
4.3.2 - Evolução temporal da corrente nas linhas de transmissão .....	73
4.4 - Conclusões .....	84
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>87</b>
Conclusões e Futuros Desenvolvimentos .....	87
5.1 - Futuros Desenvolvimentos .....	88
<b>ANEXO A .....</b>	<b>91</b>
Implementação do Caso de Estudo no <i>Simulink</i> do <i>MATLAB</i> .....	91
<b>ANEXO B .....</b>	<b>95</b>
Dados do SEE de Teste introduzidos no <i>PlanSys18</i> .....	95
<b>ANEXO C .....</b>	<b>99</b>
Manual do Utilizador da Ferramenta Computacional Desenvolvida em VBA .....	99
C.1 - Interface Utilizador-Software.....	99
C.2 - Introdução de Dados .....	100
C.3 - Resultados Obtidos.....	101
C.4 - Especificidades .....	101

# Lista de Figuras

<b>Figura 2.1</b> - Diagrama de blocos de um sistema composto por duas áreas de controle interligadas.....	10
<b>Figura 2.2</b> - Diagrama de blocos típico do sistema AGC de uma área de controle [6][12]. ....	13
<b>Figura 3.1</b> - Fluxograma do enquadramento geral do algoritmo desenvolvido.....	25
<b>Figura 3.2</b> - Fluxograma representativo do algoritmo da Situação 1. ....	27
<b>Figura 3.3</b> - Fluxograma representativo do algoritmo da Situação 2. ....	29
<b>Figura 3.4</b> - Fluxograma representativo do algoritmo da Situação 3. ....	30
<b>Figura 3.5</b> - Sistema elétrico de energia utilizado para teste da ferramenta computacional desenvolvida em VBA. ....	32
<b>Figura 3.6</b> - Evolução temporal do desvio de frequência das áreas de controle, no exemplo 1. ....	40
<b>Figura 3.7</b> - Evolução temporal do desvio de potência exportada pela área de controle 1, no exemplo 1.....	40
<b>Figura 3.8</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G1a, no exemplo 1. ....	40
<b>Figura 3.9</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3a, no exemplo 1. ....	41
<b>Figura 3.10</b> - Evolução temporal do desvio de frequência das áreas de controle, no exemplo 2. ....	41
<b>Figura 3.11</b> - Evolução temporal do desvio de potência exportada pela área de controle 1, no exemplo 2. ....	41
<b>Figura 3.12</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G1a, no exemplo 2. ....	42
<b>Figura 3.13</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2a, no exemplo 2. ....	42

<b>Figura 3.14</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2b, no exemplo 2. ....	42
<b>Figura 3.15</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2c, no exemplo 2. ....	43
<b>Figura 3.16</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3a, no exemplo 2. ....	43
<b>Figura 3.17</b> - Evolução temporal do desvio de frequência das áreas de controle, no exemplo 3. ....	44
<b>Figura 3.18</b> - Evolução temporal do desvio de potência exportada pela área de controle 1, no exemplo 3. ....	44
<b>Figura 3.19</b> - Evolução temporal do ACE da área de controle 1, no exemplo 3. ....	44
<b>Figura 3.20</b> - Evolução temporal do ACE da área de controle 2, no exemplo 3. ....	45
<b>Figura 3.21</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2a, no exemplo 3. ....	45
<b>Figura 3.22</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3a, no exemplo 3. ....	45
<b>Figura 3.23</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3b, no exemplo 3. ....	46
<b>Figura 3.24</b> - Evolução temporal do desvio de frequência das áreas de controle, no exemplo 4. ....	46
<b>Figura 3.25</b> - Evolução temporal do ACE da área de controle 1, no exemplo 4. ....	47
<b>Figura 3.26</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2a, no exemplo 4. ....	47
<b>Figura 3.27</b> - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3a, no exemplo 4. ....	47
<b>Figura 4.1</b> - Fluxograma representativo do método expedito utilizado para estimar a evolução temporal da corrente de uma linha do sistema. ....	51
<b>Figura 4.2</b> - Fluxograma representativo do método expedito proposto nesta secção, com modelização do efeito da variação de tensão nas cargas da área de controle perturbada. ....	54
<b>Figura 4.3</b> - Evolução temporal da potência ativa gerada por G1a, definida pela ação dos sistemas AGC. ....	61
<b>Figura 4.4</b> - Evolução temporal da potência ativa gerada por G2a, definida pela ação dos sistemas AGC. ....	61
<b>Figura 4.5</b> - Evolução temporal da potência ativa gerada por G3a, definida pela ação dos sistemas AGC. ....	62
<b>Figura 4.6</b> - Despacho de potência ativa, definido por ação do controlo primário, no cenário 8. ....	62

<b>Figura 4.7</b> - Erros de aproximação do despacho de potência ativa, definido pelo controle primário, no cenário 8.....	63
<b>Figura 4.8</b> - Despacho de potência ativa, definido por ação do controle secundário, no cenário 8. ....	64
<b>Figura 4.9</b> - Erro da aproximação do despacho de potência ativa, definido pelo controle secundário, no cenário 8.....	64
<b>Figura 4.10</b> - Despacho de potência reativa, com sistemas AGC desativados, para o cenário 8. ....	65
<b>Figura 4.11</b> - Erros de aproximação do despacho de potência reativa, com sistemas AGC desativados, para o cenário 8. ....	65
<b>Figura 4.12</b> - Despacho de potência reativa, com sistemas AGC ativados, para o cenário 8. ....	66
<b>Figura 4.13</b> - Erros de aproximação do despacho de potência reativa, com sistemas AGC ativados, para o cenário 8. ....	66
<b>Figura 4.14</b> - Evolução temporal do módulo da tensão no barramento B10, com sistemas AGC ativados (CS) e desativados (CP), no cenário 8. ....	67
<b>Figura 4.15</b> - Evolução temporal do módulo da tensão no barramento B12, com sistemas AGC ativados (CS) e desativados (CP), no cenário 8. ....	67
<b>Figura 4.16</b> - Evolução temporal do módulo da tensão no barramento B14, com sistemas AGC ativados (CS) e desativados (CP), no cenário 8. ....	68
<b>Figura 4.17</b> - Evolução temporal da potência ativa gerada por G2c, definida pela ação dos sistemas AGC. ....	69
<b>Figura 4.18</b> - Despacho de potência ativa, definido por ação do controle primário, no cenário 5. ....	70
<b>Figura 4.19</b> - Despacho de potência ativa, definido por ação do controle secundário, no cenário 5. ....	70
<b>Figura 4.20</b> - Erros de aproximação do despacho de potência ativa, definido pelo controle primário, no cenário 5.....	70
<b>Figura 4.21</b> - Erro da aproximação do despacho de potência ativa, definido pelo controle secundário, no cenário 5.....	71
<b>Figura 4.22</b> - Despacho de potência reativa, com sistemas AGC desativados, para o cenário 5. ....	71
<b>Figura 4.23</b> - Despacho de potência reativa, com sistemas AGC ativados, para o cenário 5. ....	72
<b>Figura 4.24</b> - Erros de aproximação do despacho de potência reativa, com sistemas AGC desativados, para o cenário 5.....	72
<b>Figura 4.25</b> - Erros de aproximação do despacho de potência reativa, com sistemas AGC ativados, para o cenário 5. ....	73
<b>Figura 4.26</b> - Evolução temporal da corrente na linha 1, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 8.....	74

<b>Figura 4.27</b> - Evolução temporal da corrente na linha 2, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 8. ....	74
<b>Figura 4.28</b> - Evolução temporal da corrente na linha 3, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 8. ....	74
<b>Figura 4.29</b> - Evolução temporal da corrente na linha 4, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 8. ....	75
<b>Figura 4.30</b> - Evolução temporal da corrente na linha 5, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 8. ....	75
<b>Figura 4.31</b> - Evolução temporal da corrente na linha 6, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 8. ....	75
<b>Figura 4.32</b> - Erros de aproximação da corrente nas linhas em regime permanente de pós-perturbação, com sistemas AGC desativados, para o cenário 8. ....	76
<b>Figura 4.33</b> - Evolução temporal da corrente na linha 1, definida pelo sistema de controle secundário, para o cenário 8. ....	76
<b>Figura 4.34</b> - Evolução temporal da corrente na linha 2, definida pelo sistema de controle secundário, para o cenário 8. ....	77
<b>Figura 4.35</b> - Evolução temporal da corrente na linha 3, definida pelo sistema de controle secundário, para o cenário 8. ....	77
<b>Figura 4.36</b> - Evolução temporal da corrente na linha 4, definida pelo sistema de controle secundário, para o cenário 8. ....	77
<b>Figura 4.37</b> - Evolução temporal da corrente na linha 5, definida pelo sistema de controle secundário, para o cenário 8. ....	78
<b>Figura 4.38</b> - Evolução temporal da corrente na linha 6, definida pelo sistema de controle secundário, para o cenário 8. ....	78
<b>Figura 4.39</b> - Erros de aproximação da corrente nas linhas em regime permanente de pós-perturbação, com sistemas AGC ativados, para o cenário 8. ....	78
<b>Figura 4.40</b> - Evolução temporal da corrente na linha 1, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 5. ....	79
<b>Figura 4.41</b> - Evolução temporal da corrente na linha 2, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 5. ....	79
<b>Figura 4.42</b> - Evolução temporal da corrente na linha 3, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 5. ....	80
<b>Figura 4.43</b> - Evolução temporal da corrente na linha 4, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 5. ....	80
<b>Figura 4.44</b> - Evolução temporal da corrente na linha 5, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 5. ....	80
<b>Figura 4.45</b> - Evolução temporal da corrente na linha 6, definida pelo sistema de controle primário, para o cenário 5. ....	81
<b>Figura 4.46</b> - Erros de aproximação da corrente nas linhas em regime permanente de pós-perturbação, com sistemas AGC desativados, para o cenário 5. ....	81

<b>Figura 4.47</b> - Evolução temporal da corrente na linha 1, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5. ....	82
<b>Figura 4.48</b> - Evolução temporal da corrente na linha 2, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5. ....	82
<b>Figura 4.49</b> - Evolução temporal da corrente na linha 3, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5. ....	82
<b>Figura 4.50</b> - Evolução temporal da corrente na linha 4, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5. ....	83
<b>Figura 4.51</b> - Evolução temporal da corrente na linha 5, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5. ....	83
<b>Figura 4.52</b> - Evolução temporal da corrente na linha 6, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5. ....	83
<b>Figura 4.53</b> - Erros de aproximação da corrente nas linhas em regime permanente de pós-perturbação, com sistemas AGC ativados, para o cenário 5. ....	84
<b>Figura A.1</b> - SEE de teste implementado no <i>simulink</i> do <i>Matlab</i> . ....	91
<b>Figura A.2</b> - Área de controlo 1 do SEE de teste implementada no <i>simulink</i> do <i>Matlab</i> . ....	92
<b>Figura A.3</b> - Área de controlo 2 do SEE de teste implementada no <i>simulink</i> do <i>Matlab</i> . ....	92
<b>Figura A.4</b> - Sistema AGC da área de controlo 1 do SEE de teste, implementado no <i>simulink</i> do <i>Matlab</i> . ....	93
<b>Figura A.5</b> - Sistema AGC da área de controlo 2 do SEE de teste, implementado no <i>simulink</i> do <i>Matlab</i> . ....	92
<b>Figura C.1</b> - Ambiente para introdução de dados na ferramenta computacional desenvolvida em VBA. ....	99
<b>Figura C.2</b> - Ambiente para verificação dos resultados obtidos por aplicação da ferramenta computacional desenvolvida em VBA. ....	100





# Lista de Tabelas

<b>Tabela 3.1</b> - Valores dos parâmetros e características de controlo automático frequência-potência ativa dos geradores do caso de estudo. ....	33
<b>Tabela 3.2</b> - Características e parâmetros complementares dos geradores, para o exemplo 1. ....	34
<b>Tabela 3.3</b> - Características e parâmetros complementares dos geradores, para o exemplo 2. ....	34
<b>Tabela 3.4</b> - Características e parâmetros complementares dos geradores, para o exemplo 3. ....	35
<b>Tabela 3.5</b> - Características e parâmetros complementares dos geradores, para o exemplo 4. ....	36
<b>Tabela 3.6</b> - Resultados obtidos por aplicação da ferramenta computacional desenvolvida em VBA aos quatro exemplos. ....	37
<b>Tabela 4.1</b> - Identificação das linhas de transmissão do sistema de teste. ....	55
<b>Tabela 4.2</b> - Identificação dos transformadores de potência do sistema de teste. ....	55
<b>Tabela 4.3</b> - Dados dos geradores do sistema de teste. ....	56
<b>Tabela 4.4</b> - Dados das cargas do sistema de teste. ....	56
<b>Tabela 4.5</b> - Escalonamento de geração dos cenários viáveis. ....	58
<b>Tabela 4.6</b> - Despacho de geração para cada cenário de escalonamento escolhido. ....	59
<b>Tabela 4.7</b> - Margem de reserva dos geradores, para o cenário de geração 8. ....	61
<b>Tabela 4.8</b> - Desvios de tensão dos barramentos B10, B12 e B14 em regime permanente de pós-perturbação. ....	68
<b>Tabela 4.9</b> - Margem de reserva dos geradores, para o cenário de geração 5. ....	68
<b>Tabela 4.10</b> - Erros médios quadráticos e erros médios absolutos das estimativas obtidas no cenário de geração 5. ....	84
<b>Tabela 4.11</b> - Erros médios quadráticos e erros médios absolutos das estimativas obtidas no cenário de geração 8. ....	84

<b>Tabela B.1</b> - Dados das áreas de controlo do SEE de teste. ....	95
<b>Tabela B.2</b> - Dados dos barramentos do SEE de teste - Parte 1. ....	95
<b>Tabela B.3</b> - Dados dos barramentos do SEE de teste - Parte 2. ....	96
<b>Tabela B.4</b> - Dados das linhas de transmissão do SEE de teste. ....	96
<b>Tabela B.5</b> - Dados dos transformadores do SEE de teste. ....	96
<b>Tabela B.6</b> - Dados dos geradores síncronos do SEE de teste - Parte 1. ....	96
<b>Tabela B.7</b> - Dados dos geradores síncronos do SEE de teste - Parte 2. ....	97
<b>Tabela B.8</b> - Dados dos reguladores de tensão do SEE de teste. ....	97
<b>Tabela B.9</b> - Dados dos reguladores de velocidade do SEE de teste - Parte 1. ....	97
<b>Tabela B.10</b> - Dados dos reguladores de velocidade do SEE de teste - Parte 2.....	97
<b>Tabela B.11</b> - Dados das turbinas do SEE de teste. ....	98
<b>Tabela B.12</b> - Dados do efeito de caldeira da regulação de frequência do SEE de teste. ....	98

## Lista de Abreviaturas

SEE	Sistemas Eléctricos de Energia
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
UCTE	<i>Union for the Coordination of the Transmission of Electricity</i>
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
ACE	<i>Area Control Error</i>
AVR	<i>Automatic Voltage Regulation</i>



# Capítulo 1

## Introdução

A consciencialização dos efeitos ambientais nefastos associados à produção clássica de energia elétrica através de combustíveis fósseis, promoveu a tomada de ações, por parte das nações desenvolvidas, que visam assegurar o crescimento da produção de energia renovável “limpa”.

O crescimento da geração de energia em regime especial, assim como o aparecimento do mercado de eletricidade, são fatores que contribuem para um aumento da incerteza associada à previsão da capacidade de produção dos sistemas elétricos de energia, disponível num determinado intervalo de tempo considerado. Estas incertezas contribuem, em conjunto com a incerteza associada à previsão do diagrama de cargas, para um aumento da ocorrência de perturbações caracterizadas por um desequilíbrio entre a produção e o consumo de potência ativa de um sistema. Como resposta ao aumento da ocorrência deste tipo de perturbações, torna-se cada vez mais importante implementar algoritmos capazes de efetuar, em tempo real, uma avaliação da segurança dinâmica dos SEE.

O desequilíbrio entre a produção e o consumo é compensado, numa primeira instância, pela variação da energia cinética armazenada nos geradores, verificando-se uma consequente variação da frequência do sistema. A capacidade que um sistema possui de manter a sua frequência aproximadamente constante é crucial para garantir a eficiência e segurança da sua operação.

Para assegurar uma resposta adequada à eventual ocorrência de uma perturbação que provoque uma alteração do balanço das potências, os SEE estão dotados de um sistema de controlo automático de frequência e potência ativa. Este sistema apresenta uma função básica de controlo proporcional, garantida pelos reguladores de velocidade dos geradores, que atua poucos segundos após a ocorrência de uma perturbação e permite restabelecer o equilíbrio entre a produção e o consumo do sistema, a custo de um desvio da frequência em relação ao seu valor nominal. Para eliminar o erro de frequência, o sistema de controlo dispõe de uma função de controlo integral, garantida, nos SEE interligados, pela ação do sistema AGC.

O desenvolvimento de metodologias expeditas que possibilitem o cálculo aproximado e em tempo real das condições de operação que vão caracterizar o sistema perturbado, após ação do

controle automático de frequência e potência ativa, poderá facilitar a detecção de futuros pontos críticos da rede e a execução de manobras preventivas ou corretivas, por parte do operador do sistema de transmissão, que permitam garantir a segurança do próprio sistema.

A aplicação computacional de metodologias expeditas capazes de fornecer informação pertinente, em tempo real, acerca do comportamento dinâmico do sistema, surge como uma alternativa à utilização de ferramentas dinâmicas que requerem um maior esforço computacional e um tempo de simulação significativamente superior.

## 1.1 - Objetivos da Dissertação

Os trabalhos efetuados no âmbito da presente dissertação, focaram-se nos seguintes objetivos principais:

- Implementação, teste e validação de uma ferramenta computacional que permite efetuar o cálculo expedito das condições de operação, em regime permanente, de um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, após a ocorrência intempestiva de uma perturbação que provoque um desequilíbrio entre a potência ativa gerada e consumida, numa das áreas de controlo;
- Aplicação, teste e validação de uma metodologia expedita que permite estimar a evolução temporal do corrente nas linhas de transmissão de um sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, após ocorrência intempestiva de uma perturbação que provoque um desequilíbrio entre a potência ativa gerada e consumida, numa das áreas de controlo.

## 1.2 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está organizada em 5 capítulos. A descrição sucinta dos conteúdos de cada capítulo será apresentada de seguida:

- Capítulo 1 - Neste capítulo, é realizada uma apresentação introdutória geral do tema da dissertação. São também apresentados os objetivos principais e a estruturação do documento;
- Capítulo 2 - Neste capítulo, são descritos os princípios que caracterizam a ação do controlo automático de frequência e potência ativa;
- Capítulo 3 - Neste capítulo, procede-se à descrição e formulação matemática de uma metodologia expedita que permite calcular as condições de operação de um SEE, no regime permanente atingido após ação dos sistemas de controlo automático de frequência e potência ativa. Será também apresentado o algoritmo utilizado para desenvolvimento de uma ferramenta computacional que implementa o método expedito descrito. Por fim, realiza-se o teste da ferramenta desenvolvida e a validação dos resultados obtidos;

- Capítulo 4 - Neste capítulo, descreve-se uma metodologia expedita que permite estimar a evolução temporal das correntes nos ramos de um sistema, definida pela ação automática do controlo de frequência e potência ativa, após ocorrência intempestiva de uma perturbação que provoque um desequilíbrio entre a potência ativa gerada e consumida. Por fim, realiza-se o teste da metodologia desenvolvida e efetua-se uma análise crítica dos resultados obtidos;
- Capítulo 5 - Neste capítulo, são retiradas as conclusões pertinentes que resultam dos trabalhos efetuados e são propostos futuros desenvolvimentos relacionados com o tema abordado.





## Capítulo 2

# Controlo de Frequência e Potência Ativa

Para assegurar uma operação eficiente e segura dos SEE, é crucial garantir um valor praticamente constante da frequência do sistema [1].

A frequência permanecerá constante, no seu valor nominal (50 Hz, na Europa) ou de referência, enquanto for verificada a igualdade entre a produção e o consumo total de potência ativa de um dado sistema. A resolução do despacho económico permite a alocação ótima da carga, prevista para um determinado período de tempo, às unidades produtoras de um sistema. Contudo, a previsão antecipada do diagrama de cargas é um exercício afetado por incertezas, pelo que haverá sempre variações da potência ativa consumida em relação ao valor previsto e, consequentemente, variações do valor da frequência do sistema.

Para compensar o desequilíbrio entre a produção e o consumo de potência ativa imposto por um aumento intempestivo da carga, a potência mecânica fornecida pelas máquinas primárias terá de aumentar até igualar o novo valor da potência elétrica produzida pelos geradores. Este processo não é instantâneo, pelo que, numa primeira instância, o aumento de carga é compensado pela energia cinética das massas girantes do sistema [2]. A variação da energia cinética das massas girantes traduz-se numa diminuição da velocidade das máquinas e, consequentemente, numa diminuição da frequência do sistema.

Porque há necessidade permanentemente de adaptar a produção ao consumo, estamos na presença de um problema de controlo [3]. O controlo primário de frequência-potência ativa é assegurado pelos reguladores de velocidade dos geradores. Estes equipamentos detetam as variações de frequência do sistema e atuam nas válvulas de admissão das máquinas primárias, com o propósito de adequar a potência mecânica fornecida, à potência elétrica produzida pelo gerador e, como consequência, estabilizar o valor da frequência. O controlo secundário de frequência-potência ativa, assegurado pelos sistemas de controlo automático de geração (AGC), atua após o controlo primário e permite retornar a frequência ao seu valor nominal, por anulação do integral das variações ocorridas [3].

Neste capítulo é realizada uma descrição detalhada dos princípios de funcionamento dos sistemas de controlo automático de frequência e de potência ativa.

## 2.1 - Conceito de Área de Controlo

Os sistemas de potência de grande dimensão são, normalmente, subdivididos em várias áreas de controlo interligadas [4]. Cada área de controlo dispõe do seu próprio sistema de controlo de frequência e potência ativa, responsável pela eliminação dos eventuais efeitos adversos associados a variações de carga e a contingências que provoquem uma diminuição da capacidade de produção do sistema [5]. Quando a área de controlo não dispõe de margem de reserva de potência suficiente para eliminar a perturbação sentida, cabe às áreas de controlo adjacentes providenciar as condições necessárias para que o sistema de potência regresse ao seu estado normal de operação.

“Uma área de controlo é uma parte coerente dos sistemas interligados da UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) operada por um único TSO (*Transmission System Operator*), com cargas físicas e unidades de geração conectadas dentro da área de controlo. Uma área de controlo poderá ser uma parte coerente de um bloco de controlo que tem o seu próprio controlo subordinado na hierarquia do controlo secundário” [6].

Cada área de controlo deverá satisfazer um conjunto de requisitos, apresentado de seguida [6]:

- Cada área de controlo deverá manter o equilíbrio entre a produção e o consumo de potência, dentro da própria área;
- Os grupos geradores devem ser coerentes, apresentando, tanto quanto possível, comportamentos idênticos em caso de perturbação;
- As linhas de interligação entre áreas de controlo devem estar preparadas para acarretar um aumento súbito do trânsito de potência, necessário para uma eventual situação de auxílio da área de controlo perturbada e para otimização da operação do sistema.

## 2.2 - Controlo Primário de Frequência e Potência Ativa

Nesta secção, são apresentados os princípios de funcionamento que caracterizam a ação do controlo primário de frequência e de potência ativa.

### 2.2.1 - Definição de parâmetros

Para entender o processo de funcionamento dos sistemas automáticos de controlo de frequência e potência ativa, é necessário, antes de mais, conhecer o significado dos seguintes parâmetros:

→ Constante de amortecimento da carga

A constante de amortecimento de carga permite caracterizar a sensibilidade de uma potência ativa de carga à variação da frequência do sistema [1]. Considerando um sistema isolado simplificado, definido por um gerador síncrono equivalente a alimentar diretamente uma carga composta, a constante de amortecimento de carga reflete a seguinte relação [7]:

$$\Delta Pd(t) = D \times \Delta w(t), \quad (2.1)$$

onde,

- $D$  é a constante de amortecimento da carga (MW/rad/s);
- $\Delta Pd(t)$  é a variação do consumo de potência ativa da carga, devida ao desvio de frequência (MW);
- $\Delta w(t)$  é o desvio de frequência do gerador (rad/s).

Para o sistema mencionado, supondo a ocorrência de uma perturbação caracterizada por um aumento súbito de carga ativa, um maior valor da constante de amortecimento de carga contribui diretamente para [8]:

- Uma diminuição da amplitude das oscilações da frequência, em regime transitório;
- Uma diminuição do desvio de frequência, em regime quasi-estacionário;
- Uma diminuição do intervalo de tempo necessário para atingir o novo regime permanente.

Atendendo a estas características, a constante de amortecimento de carga define a propriedade que o sistema de potência possui em atingir um novo estado de equilíbrio, após perturbação, sem ação dos sistemas de controlo automático de frequência-potência ativa. Esta propriedade do SEE é denominada regulação própria do sistema.

→ Estatismo

Na ação do controlo primário de frequência-potência ativa, o estatismo de um gerador síncrono define a variação da produção de potência ativa que resulta da variação de frequência sentida no regime permanente atingido após uma perturbação, caracterizada por uma variação do consumo do sistema.

Matematicamente, o estatismo de um gerador é definido por [1]:

$$R = -\frac{\Delta f}{\Delta P}, \quad (2.2)$$

onde,

- $R$  é a característica de estatismo do gerador (Hz/MW);
- $\Delta P$  é a variação da potência ativa produzida pelo gerador, devida ao desvio de frequência (MW);
- $\Delta f$  é o desvio de frequência (Hz).

A característica de estatismo de uma máquina síncrona define, também, a diminuição de frequência que ela experimenta, quando lhe é ligada uma carga que faz o gerador variar desde o vazio até à plena carga, devido à ação do controlo primário de frequência [8].

→ Caraterística natural do sistema

Num sistema composto por  $n$  geradores, com uma constante de amortecimento de carga equivalente  $D$ , a caraterística natural (*stiffness*, na literatura anglo-saxónica) é calculada pela seguinte expressão [1]:

$$\beta = \frac{1}{R_{eq}} + D, \quad (2.3)$$

com,

$$R_{eq} = \frac{1}{1/R_1 + 1/R_2 + \dots + 1/R_n}, \quad (2.4)$$

onde  $\beta$  é a caraterística natural do sistema (MW/Hz).

→ Constante de inércia

A constante de inércia de um gerador síncrono corresponde ao quociente da energia cinética armazenada, à velocidade de rotação nominal, pela potência aparente nominal da máquina. Matematicamente, a constante de inércia é obtida pela seguinte expressão [7]:

$$H = \frac{0.5 \times J \times w^2 \times 10^{-6}}{S_b}, \quad (2.5)$$

onde,

- $H$  é a constante de inércia da máquina (MJ/MVA);
- $J$  é o momento de inércia do grupo turbina e gerador (Kg.m<sup>2</sup>);
- $S_b$  é a potência aparente nominal, ou de base, da máquina (MVA);
- $w$  é a velocidade angular nominal do rotor da máquina (radianos mecânicos/s).

Considerando um sistema isolado composto por um gerador equivalente e assumindo que este sofre uma diminuição súbita da sua capacidade de produção, verifica-se que o aumento da constante de inércia contribui para [8]:

- Uma diminuição da amplitude das oscilações da frequência do sistema, em regime transitório;
- Um aumento do intervalo de tempo necessário para atingir o novo regime permanente.

## 2.2.2 - Tempo de Atuação

O controlo primário de frequência e potência ativa de uma área de controlo será o primeiro a intervir, aquando da ocorrência de uma perturbação, de forma a estabilizar o valor da frequência e retomar o balanço entre a potência ativa produzida e consumida.

De acordo com [6], o controlo primário apresenta requisitos mínimos, no que diz respeito ao tempo de ação, apresentados de seguida:

- A ação do controlo primário deve iniciar-se alguns segundos após a eventual ocorrência de uma perturbação que provoque um desvio da frequência do sistema superior, em módulo, a 0,02 Hz;
- A ação do controlo primário deverá estar concluída nos 15 segundos após a ocorrência de uma perturbação que provoque uma variação do consumo da área de controlo equivalente a, no máximo, 50% da margem de reserva girante definida como mínima para o sistema. O tempo total da ação do controlo primário pode atingir o valor máximo de 30 segundos, quando a perturbação provoca uma variação do consumo equivalente a 100% da margem de reserva girante mínima disponível no sistema.

### 2.2.3 - Regulação primária da frequência e potência ativa

A ação isolada da auto-regulação, garantida pela constante de amortecimento de carga composta, pode conduzir o sistema a um novo regime permanente caracterizado por condições de operação inaceitáveis, após ocorrência intempestiva de uma perturbação. Para atingir um estado de equilíbrio favorável, será necessária a ação de um sistema de controlo suplementar.

O controlo primário de frequência e potência ativa, de natureza automática e descentralizada, é assegurado pelos reguladores de velocidade dos geradores do sistema perturbado [9]. Estes equipamentos atuam nas válvulas de admissão/distribuidores das turbinas, com o objetivo de variar a potência mecânica fornecida à máquina e, consequentemente, a potência ativa produzida pelo gerador. A variação de potência ativa da máquina, promovida pela ação do regulador de velocidade, é realizada no sentido de restabelecer a igualdade entre a produção e o consumo do sistema, em regime permanente de pós-perturbação. Como resultado da ação dos reguladores de velocidade, a frequência do sistema irá estabilizar num novo valor, distinto do que caracterizava o regime permanente de pré-perturbação.

A análise detalhada dos princípios de funcionamento do controlo primário de frequência e potência ativa será efetuada, de seguida, recorrendo ao diagrama de blocos representativo de um sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, ilustrado na figura 2.1.

A razão pela qual se optou por analisar um sistema composto por duas áreas de controlo interligadas para descrever o princípio de funcionamento do controlo primário, tornar-se-á evidente nos próximos capítulos da presente dissertação.

O modelo do sistema ilustrado na figura 2.1, baseado nos trabalhos desenvolvidos em [1] e [10], assume que os dados representados estão em por unidade (p.u.) de uma base de frequência e de potência comuns. Na figura 2.1, os valores de  $\Delta Y$  correspondem a uma variação da posição das válvulas de admissão de fluido da turbina, efetuada pelos reguladores de velocidade. Por sua vez, os  $\Delta Pref$  correspondem ao valor de referência do desvio de produção de cada gerador equivalente, que será nulo quando a ação dos sistemas de controlo secundário não é considerada. Nos estudos efetuados, considera-se que o conjunto de geradores de cada área de controlo é modelizado por um gerador equivalente.

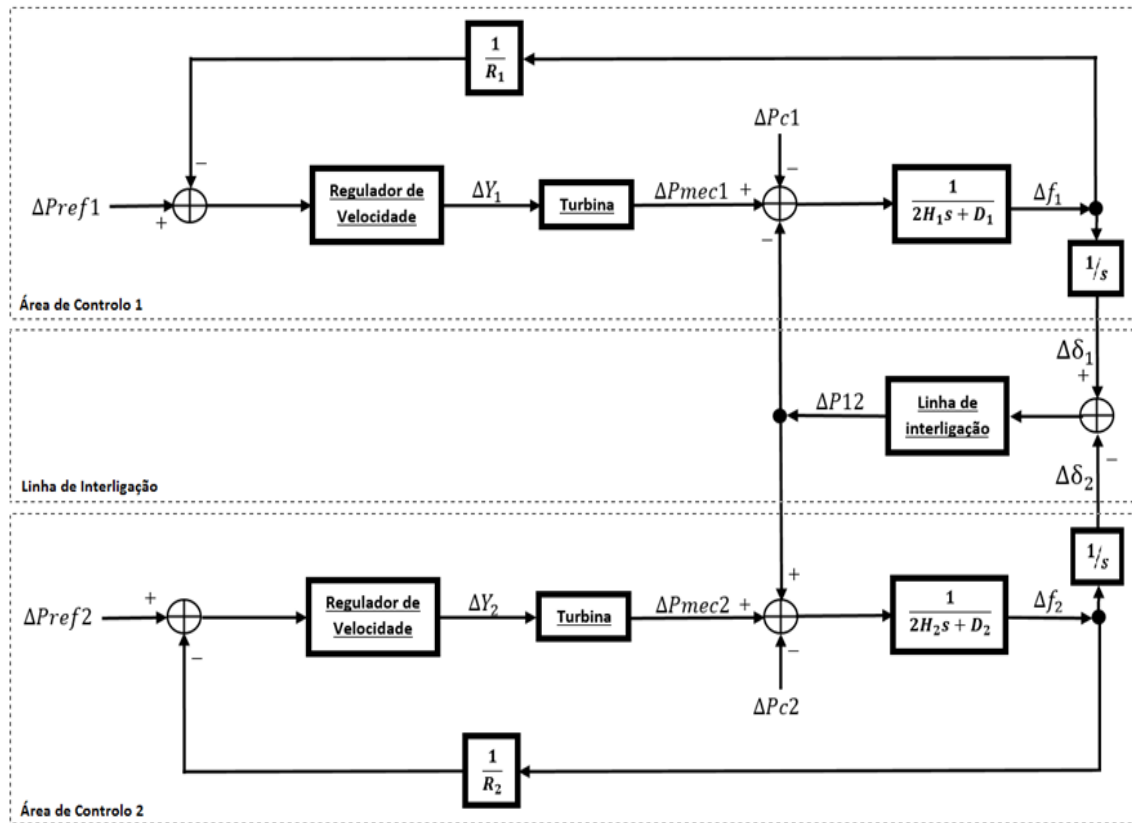


Figura 2.1 - Diagrama de blocos de um sistema composto por duas áreas de controlo interligadas.

Para a área de controlo 1 do sistema representado na figura 2.1, podemos aplicar a seguinte equação:

$$\Delta P_{mec1} - \Delta P_{c1} = 2H_1 \frac{d(\Delta f_1)}{dt} + D_1 \Delta f_1 + \Delta P_{12}, \quad (2.6)$$

onde,

- $\Delta P_{mec1}$  é a variação da potência mecânica fornecida ao gerador equivalente da área de controlo 1, devida à ação do regulador de frequência nas válvulas de admissão da turbina (p.u.MW);
- $\Delta P_{c1}$  é a variação de carga ativa sentida na área de controlo 1, aquando da ocorrência de uma perturbação (p.u.MW);
- $H_1$  é a constante de inércia equivalente da área de controlo 1 (MJ/MVA);
- $D_1$  é a constante de amortecimento de carga equivalente da área de controlo 1 (p.u.MW/p.u.Hz);
- $\Delta f_1$  é a variação de frequência da área de controlo 1, devida ao desequilíbrio entre a produção e o consumo que resulta da ocorrência da perturbação (p.u.Hz);
- $\Delta P_{12}$  é o desvio de potência exportada da área de controlo 1 para a área de controlo 2, através da linha de interligação (p.u.MW).

A variação da potência exportada da área de controlo 1 para a área de controlo 2, aquando a ocorrência de uma perturbação, é calculada pela seguinte expressão aproximada.

$$\Delta P_{12} \cong \frac{V_1 V_2}{X_{12}} (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2), \quad (2.7)$$

para pequenos desvios de  $\delta_1$  e  $\delta_2$ . Na equação (2.7),

- $V_1$  e  $V_2$  são os módulos das tensões nos barramentos de interligação;
- $X_{12}$  é a reatância equivalente da linha de interligação (resistência linear desprezada);
- $\Delta \delta_1$  e  $\Delta \delta_2$  é o desvio do argumento das tensões dos barramentos de interligação.

No regime permanente atingido após a ação do controle primário, a variação do desvio da frequência da área de controle 1, com o tempo, é nula.

Assim, em regime permanente, a equação (2.6) transforma-se na seguinte expressão:

$$\Delta P_{mec1} - \Delta P_{c1} = D_1 \times \Delta f_1 + \Delta P_{12}. \quad (2.8)$$

O valor da variação da frequência atingido em regime permanente é comum a todo o sistema, pelo que  $\Delta f = \Delta f_1 = \Delta f_2$ . De acordo com a figura 2.1, o desvio de produção do gerador equivalente da área de controle 1 é obtido, em regime permanente, por aplicação da seguinte equação:

$$\Delta P_{g1} = \Delta P_{mec1} = -\frac{1}{R_1} \times \Delta f, \quad (2.9)$$

onde,

- $\Delta P_{g1}$  é a potência ativa produzida pelo gerador equivalente da área de controle 1, em regime permanente de pós-perturbação;
- $R_1$  é a característica de estatismo do gerador equivalente da área de controle 1.

Substituindo a equação (2.9) em (2.8), teremos:

$$-\frac{1}{R_1} \times \Delta f - \Delta P_{c1} = D_1 \times \Delta f + \Delta P_{12}. \quad (2.10)$$

O mesmo processo é repetido para obter uma expressão semelhante a (2.10), mas aplicada à área de controle 2.

$$-\frac{1}{R_2} \times \Delta f - \Delta P_{c2} = D_2 \times \Delta f + \Delta P_{21}. \quad (2.11)$$

Somando cada termo das equações (2.10) e (2.11), é possível obter a expressão que permite o cálculo direto do desvio de frequência imposto pela perturbação, em regime permanente.

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}}{D_1 + D_2 + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}. \quad (2.12)$$

O denominador da equação (2.12) corresponde à característica natural do sistema ( $\beta$ ).

A análise da equação (2.12) permite verificar que a característica natural do sistema define o desvio de frequência em regime permanente, que resulta da ação conjunta da regulação própria do sistema ( $D_1 + D_2$ ) e do controlo primário ( $1/R_1 + 1/R_2$ ), após ocorrência de uma perturbação que provoque um desvio no consumo de potência ativa do sistema ( $\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}$ ) [8].

A análise conjunta da figura 2.1 e da equação (2.9) permite concluir que a regulação primária de frequência e potência ativa é assegurada pela malha de retroação ( $1/R$ ), em que o estatismo dos geradores é definido como o parâmetro principal do controlo proporcional.

## 2.3 - Controlo Secundário de Frequência e Potência Ativa

Na secção anterior constatou-se que a ação do controlo primário conduz o sistema a um novo estado de equilíbrio, caracterizado pela igualdade da produção e do consumo. Esta igualdade é obtida a custo de um desvio de frequência, em regime permanente, em relação ao seu valor nominal ou de referência. Para eliminar o erro de frequência e retomar a potência que transita entre áreas de controlo ao seu valor programado, será necessário considerar a ação de um sistema de controlo suplementar [1].

Num sistema interligado, a regulação secundária de frequência e potência ativa, de natureza centralizada, é assegurada pelo sistema automático de controlo de geração (AGC) de cada área de controlo. A regulação secundária atua indiretamente, através do envio de sinais de teleregulação, nos reguladores de velocidade dos geradores que participam na ação do sistema AGC (com reserva secundária disponível), alterando o valor de referência da potência mecânica que é necessário fornecer pela turbina e, consequentemente, o valor da potência ativa produzida pela máquina, em regime permanente [9]. Assumindo que a área de controlo perturbada dispõe de reserva secundária suficiente, a alteração do valor da potência de referência ( $\Delta P_{ref}$ , na figura 2.1) conduz à eliminação do erro de frequência do sistema e restabelece o balanço do fluxo de potências ativas nas linhas de interligação no seu valor programado, devido à característica de controlo integral dos sistemas AGC.

A ação do controlo secundário de potência e frequência ativa inicia após conclusão da ação da regulação primária, cujo tempo total de operação varia entre os 15 e os 30 segundos, dependendo da magnitude da perturbação sentida (subsecção 2.2.2). Os sistemas AGC devem concluir a sua atuação, caracterizada por um progresso quasi-estacionário lento (sem *overshoot*), num tempo máximo de 15 minutos [6][12].

O diagrama de blocos típico do sistema AGC de uma área de controlo é ilustrado na figura 2.2. A legenda da mesma é apresentada de seguida:

- $f$  é a frequência do sistema;
- $f_{REF}$  é o valor de referência da frequência do sistema;
- $Pif_n$  é a potência ativa exportada da área de controlo  $i$ , através da linha de interligação  $n$ ;
- $Pif_{REF}$  é o valor de referência do balanço da potência ativa total exportada pela área de controlo  $i$ ;
- $B$  representa o fator de polarização da frequência da área de controlo (p.u.MW/p.u.Hz);
- $ACE$  representa o erro da área de controlo, associado à ação do AGC (p.u.);
- $KI$  é o ganho do controlo integral do AGC;



- $\Delta P_{sc}$  é a variação de potência total a distribuir pelas máquinas da área de controlo, devida à ação do AGC;
- $pf$  é o fator de participação das máquinas da área de controlo;
- $Pe_{ini_m}$  é o valor da produção de potência ativa despachada ao gerador  $m$ , que participa no AGC, definido pela solução atual de despacho;
- $Pref_m$  define o novo valor de potência ativa a produzir pelo gerador  $m$ .

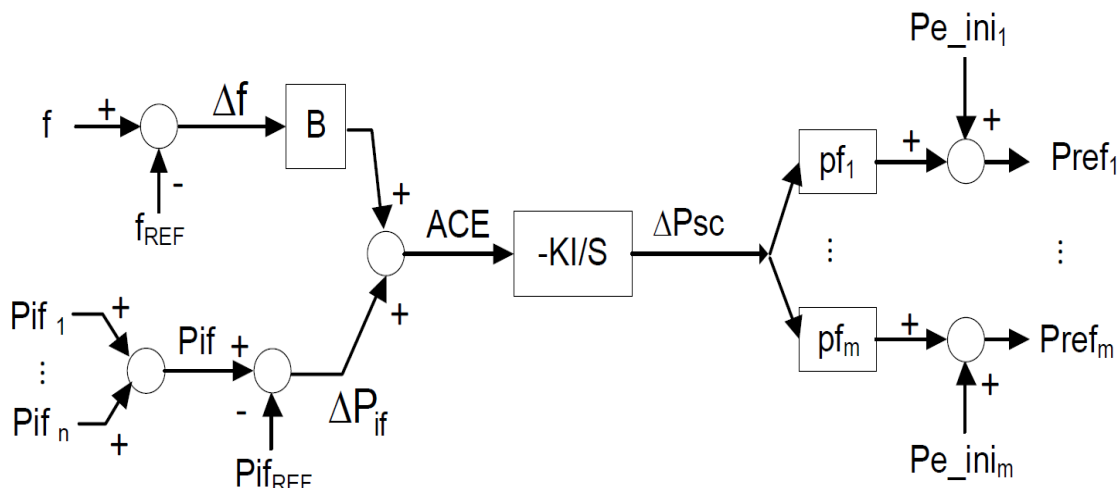


Figura 2.2 - Diagrama de blocos típico do sistema AGC de uma área de controlo [6][12].

As saídas do diagrama representado na figura 2.2 ( $Pref$ ) correspondem aos sinais enviados, por teleregulação, ao sistema de regulação primária da área de controlo.

Na implementação do diagrama de blocos da figura 2.2, é prática comum instalar um filtro de altas frequências no sinal de ACE, com o objetivo de evitar a operação do AGC para variações rápidas e aleatórias do consumo [12].

### 2.3.1 - Parâmetros do AGC

Nesta subsecção, são apresentadas algumas informações pertinentes acerca dos parâmetros do sistema AGC, representado na figura 2.2.

→ Ganho de controlo integral ( $KI$ )

Segundo os critérios sugeridos pela ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), o valor do ganho de controlo integral do AGC deve estar definido de acordo com:  $KI \in [0,005; 0,02]$  [13].

Um valor suficientemente elevado do ganho de controlo integral do AGC irá provocar uma resposta oscilatória, em regime transitório. Por sua vez, um  $KI$  do AGC inferior a um determinado valor crítico irá provocar uma resposta lenta e não oscilatória, pelo que permite evitar a resposta desnecessária a variações muito rápidas da carga [14].

→ Fator de polarização de frequência ( $B$ )

O fator de polarização de frequência traduz-se num “peso” que mede a importância de corrigir o erro de frequência, em relação à importância de corrigir o erro do balanço da troca de potências nas interligações [12]. O AGC deve atuar apenas para compensar desequilíbrios de potência ativa sentidos na sua área de controlo. Para esse efeito,  $B$  deve igualar a característica natural da respetiva área de controlo ( $\beta_1$ ) [1].

Se o fator de polarização for significativamente superior a  $\beta_1$ , o sistema AGC torna-se mais eficiente a controlar a frequência, em detrimento da regulação do trânsito de potência ativa nas linhas de interligação. Quando a característica natural da área de controlo é superior a  $B$ , ocorre a situação oposta.

Note-se que  $\beta_1$  varia de acordo com o cenário de despacho do sistema, pelo que não é prático alterar constantemente o valor de  $B$  para igualar a característica natural da área de controlo. A prática comum consiste em definir um valor constante de  $B$ , para cada ano, ligeiramente superior ao valor de  $\beta_1$  esperado para a ponta de carga do próximo ano [12].

→ Fator de participação ( $fp$ )

Atendendo à figura 2.2, os fatores de participação das máquinas determinam qual a fração de  $\Delta P_{SC}$  que é despachada a cada gerador que participa na ação do AGC da área de controlo. No modelo representado na figura 2.2, a soma dos fatores de participação dos  $m$  geradores terá que ser unitária, de forma a garantir que  $\Delta P_{SC}$  é totalmente despachada pelas máquinas.

Para garantir o redespacho económico de  $\Delta P_{SC}$ , minimizando os custos da ação do AGC, os fatores de participação dos geradores são calculados pela seguinte equação [15]:

$$fp_k = \frac{1/F_k''}{\sum_{i=1}^m 1/F_i''}, \quad (2.13)$$

para cada gerador  $k$  em serviço na área de controlo perturbada, que participa na ação do AGC. Na equação (2.13),  $F_k''$  representa a segunda derivada da função de custo de produção do gerador  $k$ , em relação à sua produção de potência ativa.

Note-se que se o sistema AGC provocar um redespacho que ultrapasse os limites de produção de um determinado gerador, a ação de controlo dessa máquina deixa de ser considerada, sendo-lhe atribuído um fator de participação nulo.

## 2.4 - Conclusões

Neste capítulo procedeu-se à apresentação e análise dos princípios de funcionamento dos sistemas automáticos de controlo de frequência e potência ativa, cruciais para garantir uma operação eficiente e estável dos sistemas elétricos de energia.

O controlo primário da frequência e potência ativa é assegurado pelos reguladores de velocidade das máquinas em serviço. Em caso de perturbação, estes equipamentos atuam nas válvulas de admissão das turbinas, com o propósito de variar a potência mecânica fornecida ao gerador e alcançar um novo equilíbrio entre o consumo e a produção do sistema.

A ação do controle proporcional da regulação primária de frequência permite estabelecer uma nova igualdade entre a carga e a geração ativa, a custo de um desvio de frequência, em regime permanente. A ocorrência sucessiva de pequenas variações de carga pode contribuir para um aumento contínuo do desvio de frequência, definido pela ação do controle primário, até atingir uma situação crítica em que será necessário recorrer ao deslastre das cargas, através dos relés de frequência.

Para evitar o deslastre de carga, é necessário considerar uma malha de controle suplementar que apresente uma característica integral capaz de anular o erro da frequência que resulta da ação do controle primário. A regulação secundária suplementar é assegurada pelos sistemas automáticos de controle de geração. Num SEE interligado, os sistemas AGC atuam indiretamente nos reguladores de frequência, por teleregulação, com o objetivo de restabelecer a frequência ao seu valor nominal, que se assume caracterizar o regime permanente atingido antes da ocorrência da perturbação, e manter o balanço entre geração e consumo dentro da respectiva área de controle.



## Capítulo 3

# Método Expedito para Cálculo das Condições de Operação em Regime Permanente de Pós-Perturbação

Neste capítulo será apresentado um método expedito que possibilita o cálculo das condições de operação em regime permanente, definidas pela ação dos sistemas de regulação primária e secundária de frequência-potência ativa, de um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, após ocorrência de uma perturbação que provoca um desequilíbrio entre a produção e o consumo de uma das áreas de controlo.

A metodologia proposta recorre à definição de estatismo, constante de amortecimento de carga, característica natural do sistema e às ações de controlo dos sistemas de AGC para prever o novo cenário de despacho e de consumo de potência ativa da área de controlo perturbada. A partir deste novo cenário, é possível resolver o trânsito de potências que permite determinar todas as novas condições de operação que caracterizam o novo regime permanente, atingido após a ocorrência da perturbação.

O método descrito surge como alternativa à aplicação de simuladores dinâmicos, que requerem a implementação do modelo dinâmico completo do sistema e exigem um esforço computacional e um tempo de simulação significativamente superiores.

Para automatizar a aplicação do método expedito, foi desenvolvida uma ferramenta computacional em Visual Basic for Applications (linguagem de programação VBA) que, após introdução dos parâmetros dos geradores e das áreas de controlo de um dado sistema, possibilita o cálculo praticamente instantâneo dos desvios entre as condições de operação nos regimes permanentes de pré e de pós-perturbação. O algoritmo base utilizado no desenvolvimento desta aplicação computacional será apresentado neste capítulo.

No presente capítulo será validada a utilização da ferramenta computacional desenvolvida, por aplicação da mesma a um caso de estudo. Para validar a utilização da ferramenta implementada, os resultados obtidos são comparados com as evoluções temporais dos desvios das condições de operação do caso de estudo, fornecidos por uma ferramenta computacional de simulação dinâmica, implementada no Simulink do Matlab.

### 3.1 - Descrição de Método Expedito para cálculo das Condições de Operação em Regime Permanente de Pós-Perturbação

A formulação da metodologia descrita nesta secção é baseada nos trabalhos desenvolvidos em [7][13].

O método desenvolvido é aplicável a um qualquer sistema elétrico composto por duas áreas de controlo interligadas e pressupõe a ocorrência de uma perturbação que provoque um desequilíbrio entre a produção e o consumo de uma das áreas de controlo. Por conveniência, a área de controlo onde ocorre a perturbação é designada por área de controlo perturbada ou área de controlo 1, sendo a outra área de controlo referida como área de controlo vizinha ou área de controlo 2.

Admitindo que o sistema elétrico está exclusivamente sujeito a ações automáticas de controlo (ou seja, desprezando as possíveis ações manuais de controlo efetuadas pelo operador do sistema, no âmbito do controlo terciário de frequência - potência ativa), é necessário distinguir os seguintes cenários de operação:

- Os sistemas AGC de ambas as áreas de controlo estão desativados - Situação 1;
- Os sistemas AGC de ambas as áreas de controlo estão ativados e a área de controlo perturbada dispõe de reserva secundária suficiente para anular a perturbação sentida - Situação 2;
- Os sistemas AGC de ambas as áreas de controlo estão ativados e a área de controlo perturbada dispõe de reserva secundária insuficiente para anular a perturbação sentida - Situação 3.

Para qualquer situação mencionada, considera-se que a área de controlo vizinha apresenta um valor de reserva secundária capaz de anular a perturbação que ocorre na área de controlo 1.

#### 3.1.1 - Sistemas AGC desativados – Situação 1

Uma vez que os sistemas AGC das áreas de controlo estão desativados, as condições de operação em regime permanente pós-perturbação são definidas apenas pela ação de controlo primário de cada gerador em serviço do sistema em análise.

Recorrendo às definições de estatismo, constante de amortecimento da carga e da característica natural do sistema é possível calcular diretamente os desvios entre as condições de operação em regime permanente de pré e pós-perturbação, através das seguintes equações [7]:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{C1}}{\beta_{sistema}} = \frac{-\Delta P_{C1}}{\sum_{\forall i} D_i + \sum_{\forall k} 1/R_k}, \quad (3.1)$$

$$\Delta P_{e_k} = -\frac{\Delta f}{R_k}, \quad (3.2)$$

$$\Delta P_{d_i} = D_i \times \Delta f, \quad (3.3)$$

onde,

- $\Delta f$  reflete a variação da frequência do sistema, após a perturbação;
- $\Delta P_{C_1}$  representa o desvio inicial da carga da área de controlo 1, devido à ocorrência da perturbação;
- $\Delta P_{e_k}$  define o desvio de produção de potência ativa de cada gerador do tipo  $k$ , após a perturbação;
- $R_k$  é o estatismo de cada máquina do tipo  $k$ ;
- $D_i$  é a constante de amortecimento da carga equivalente da área de controlo  $i$ ;
- $\Delta P_{d_i}$  representa o desvio da carga da área de controlo  $i$ , devido a  $\Delta f$ ;
- $\beta_{sistema} = \sum_{\forall i} D_i + \sum_{\forall k} 1/R_k$  é a característica natural do sistema.

Nas equações (3.1) e (3.2), considera-se uma máquina do tipo  $k$  como um gerador do sistema elétrico que se encontre em serviço e que possua controlo primário de frequência.

Atendendo à necessidade de igualdade entre a produção e o consumo de potência ativa e notando que o valor das perdas joule é desprezado (as linhas de transmissão são modelizadas por uma reatância equivalente, com resistência nula), calcula-se o desvio da potência exportada da área de controlo 1 para a área de controlo 2, recorrendo à seguinte equação:

$$\Delta P_{12} = \Delta P_{e_1} - (\Delta P_{C_1} + \Delta P_{d_1}) = -\Delta P_{21}. \quad (3.4)$$

De forma semelhante, o desvio da potência exportada da área de controlo 2 para a área de controlo 1 é calculado através da seguinte equação:

$$\Delta P_{21} = \Delta P_{e_2} - (\Delta P_{C_2} + \Delta P_{d_2}), \quad (3.5)$$

onde,

- $\Delta P_{e_i}$  representa o desvio total de produção da área de controlo  $i$ ;
- $\Delta P_{ij}$  representa o desvio da potência exportada da área de controlo  $i$  para a área de controlo  $j$ .

Na Situação 1 analisada nesta subsecção, é ainda possível fazer a seguinte subdivisão de cenários:

- Nenhum gerador, que disponha de controlo primário, atinge os seus limites de produção - Situação 1.1;
- Pelo menos um gerador, que disponha de controlo primário, atinge o limite máximo de produção - Situação 1.2;
- Pelo menos um gerador, que disponha de controlo primário, atinge o limite mínimo de produção - Situação 1.3.

No Situação 1.1 descrita, o cálculo dos desvios é obtido por aplicação única e direta das equações (3.1) a (3.5).

Contudo, se na aplicação da equação (3.2) for verificado que o valor  $\Delta P_{e_k}$  ultrapassa o limite máximo (Situação 1.2) ou mínimo (Situação 1.3) da reserva de potência disponível para

regulação primária de pelo menos um gerador do tipo  $k$ , é necessário considerar uma nova perturbação, caracterizada pela equação que se segue.

$$\Delta Pc'_1 = \sum_{\forall p} (\Delta Pe_p - \Delta Pe_p^{max/min}), \quad (3.6)$$

onde,

- $\Delta Pe_p$  define o desvio de produção de potência ativa de cada gerador do tipo  $p$ ;
- $\Delta Pe_p^{max/min}$  representa o limite máximo (Situação 1.2) ou mínimo (Situação 1.3) do desvio de produção de potência ativa de cada gerador do tipo  $p$ .

Na equação (3.6), considera-se uma máquina do tipo  $p$  como um gerador do sistema elétrico que se encontre em serviço, que possua controlo primário de frequência e que tenha atingido o seu limite mínimo ou máximo de produção.

Utilizando  $\Delta Pc'_1$ , procede-se a nova aplicação das equações (3.1) a (3.5), não considerando a ação de controlo primário dos geradores do tipo  $p$  (uma vez que estes atingiram o seu limite de produção), de forma a obter novos valores para os desvios das condições de operação ( $\Delta'$ ).

O valor final dos desvios é obtido pela soma dos desvios iniciais ( $\Delta$ ) e dos desvios que advêm das novas perturbações que for necessário considerar ( $\Delta'$ ).

Estando calculados os desvios para todas as situações consideradas, torna-se então possível definir os novos cenário de geração e consumo do sistema, que caracterizam o regime permanente de pós-perturbação.

O novo cenário de geração é obtido por aplicação da equação genérica (3.7), à potência ativa produzida por cada gerador do sistema:

$$X_{pós-p} = X_{pré-p} + \Delta X, \quad (3.7)$$

onde,

- $X_{pós-p}$  é o valor da grandeza genérica  $X$  em regime permanente, após ocorrência da perturbação;
- $X_{pré-p}$  é o valor da grandeza genérica  $X$  em regime permanente, antes da ocorrência da perturbação;
- $\Delta X$  representa a variação do valor da grandeza genérica  $X$  nos regimes permanentes atingidos antes e após ocorrência da perturbação.

Para definir o novo cenário de consumo, torna-se necessário distribuir os  $\Delta Pd$  calculados, pelas cargas das respetivas áreas de controlo. Assim, aplica-se a seguinte equação para as cargas de cada área de controlo do sistema:

$$\Delta Pd_i = \Delta Pd_{AC} \times \frac{Pc_i}{\sum_{k=1}^n Pc_k}, \quad (3.8)$$



onde,

- $\Delta Pd_i$  é a variação do consumo de potência ativa da carga  $i$ , localizada na área de controlo  $AC$ , devida à variação de frequência do sistema;
- $\Delta Pd_{AC}$  é a variação total do consumo de potência ativa da área de controlo  $AC$ , devida à variação da frequência;
- $P_{c_i}$  é a potência ativa da carga  $i$ , no regime permanente de pré-perturbação;
- $n$  é o número de cargas da área de controlo  $AC$ .

O novo cenário de consumo pode ser definido por aplicação da equação (3.7), em que  $\Delta X$  corresponderá ao valor de  $\Delta Pd$  calculado para cada carga, por aplicação da equação (3.8).

### 3.1.2 - Sistemas AGC ativados e a área de controlo perturbada apresenta reserva secundária suficiente para anular a perturbação – Situação 2

Uma vez que a área de controlo perturbada apresenta reserva secundária suficiente, o sistema de controlo secundário AGC dispõe das condições necessárias para eliminar os desvios da frequência e da troca de potências nas linhas de interligação, definidos pela ação prévia do controlo primário, realizada imediatamente após a ocorrência da perturbação. Sendo  $\Delta f$  nulo, verifica-se que as únicas condições de operação cujos valores variam em regime permanente ( $\Delta \neq 0$ ) após a ação do controlo secundário, são aquelas que resultam do novo despacho de geração definido pelo AGC na área de controlo perturbada. O redespacho é feito tendo em consideração os fatores de participação associados aos geradores da área de controlo perturbada, que participam na ação do AGC, mediante a equação que se segue.

$$\Delta P_{e_k} = \frac{fp_k}{\sum_{i=1}^{ns} fp_i} \times \Delta P_{c_1}, \quad (3.9)$$

onde  $k = 1, \dots, ns$  representa o conjunto de  $ns$  geradores da área de controlo perturbada, que participam na ação do AGC.

Como mencionado, para as restantes condições de operação em regime permanente pós-perturbação, teremos:  $\Delta f = 0$ ,  $\Delta Pd_i = 0$ ,  $ACE_i = 0$  e  $\Delta P_{12} = -\Delta P_{21} = 0$ . O desvio de produção dos geradores da área de controlo vizinha e dos geradores da área de controlo perturbada, que não participam na ação do AGC, será também nulo, em regime permanente pós-perturbação.

Na Situação 2 analisada nesta subsecção, é ainda possível fazer a seguinte subdivisão de cenários:

- Nenhum gerador da área de controlo perturbada, que participa na ação do AGC, atinge os seus limites de produção - Situação 2.1;
- Pelo menos um gerador da área de controlo perturbada, que participa na ação do AGC, atinge o seu limite máximo de produção - Situação 2.2;
- Pelo menos um gerador da área de controlo perturbada, que participa na ação do AGC, atinge o seu limite mínimo de produção - Situação 2.3.

Na Situação 2.1 descrita, o cálculo dos desvios é obtido por aplicação única e direta dos princípios até agora abordados nesta subsecção.

Contudo, para obter os desvios de produção dos geradores nas situações 2.2 e 2.3, é necessário aplicar um método de cálculo semelhante ao utilizado na subsecção anterior, para as situações 1.2 e 1.3. Desta forma, a equação (3.9) é reutilizada, atendendo a uma nova perturbação ( $\Delta Pc'_1$ ), sem considerar a ação de controlo dos geradores que atingiram o seu limite máximo (Situação 2.2) ou mínimo (Situação 2.3) de produção. O valor final dos desvios é então obtido pela soma dos desvios iniciais ( $\Delta$ ) e dos desvios que advêm das novas perturbações que for necessário considerar ( $\Delta'$ ). Posteriormente, aplica-se a equação (3.7) para definir os novos cenários de geração e consumo, no regime permanente de pós-perturbação.

### 3.1.3 - Sistemas AGC ativados e a área de controlo perturbada apresenta reserva secundária insuficiente para anular a perturbação – Situação 3

Admitindo que a área de controlo 1 não apresenta capacidade de reserva secundária suficiente para anular a perturbação, verifica-se que os geradores da área de controlo 1 que participam na ação do AGC atingem o seu limite máximo ou mínimo de produção, dependendo da perturbação corresponder, respetivamente, a um aumento ou decréscimo de carga. Sendo assim, o restante desvio de produção será da responsabilidade dos geradores, com controlo primário mas sem participação na ação do AGC, da área de controlo perturbada e dos geradores da área de controlo vizinha, de acordo com o cenário de equilíbrio estabelecido pelo AGC. Não sendo capaz de anular a perturbação sentida, o sistema AGC da área de controlo perturbada vai apresentar um valor de erro não nulo, definido pela equação:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \times \Delta f \neq 0, \quad (3.10)$$

onde  $B_1$  é o fator de polarização da área de controlo 1.

No regime permanente imposto pela perturbação e consequente ação dos sistemas de controlo, são também válidas as seguintes equações [7][8]:

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \times \Delta f = 0, \quad (3.11)$$

$$\Delta Pe_p = -\frac{\Delta f}{R_p}, \quad (3.12)$$

$$\Delta Pd_i = D_i \times \Delta f, \quad (3.13)$$

$$\Delta Pe_s = \Delta Pe_s^{max/min}, \quad (3.14)$$

$$\Delta Pe_1 = \sum_{\forall p} \Delta Pe_p + \sum_{\forall s} \Delta Pe_s, \quad (3.15)$$

$$\Delta P_{12} = \Delta Pe_1 - (\Delta Pc_1 + \Delta Pd_1). \quad (3.16)$$

Nas equações (3.12) e (3.15), considera-se uma máquina do tipo  $p$  como um gerador da área de controlo perturbada que se encontra em serviço, que possua controlo primário de frequência e que não participa na ação do AGC.

Nas equações (3.14) e (3.16), considera-se uma máquina do tipo  $s$  como um gerador da área de controlo perturbada, que se encontra em serviço e que participa na ação do AGC.

Nas equações apresentadas,

- $\Delta Pe_p$  reflete o desvio de produção de potência ativa de cada gerador do tipo  $p$ ;
- $\Delta Pe_1$  representa o desvio total de produção de potência ativa da área de controlo perturbada;
- $\Delta Pe_s$  define o desvio de produção de potência ativa de cada gerador do tipo  $s$ ;
- $\Delta Pe_s^{max/min}$  é o limite máximo ou mínimo do desvio de produção de potência ativa de cada gerador do tipo  $s$ .

A partir da manipulação matemática das equações (3.10) a (3.16) e atendendo ao facto de que  $\Delta P_{12} = -\Delta P_{21}$ , obtém-se a expressão para cálculo do desvio de frequência em regime permanente pós-perturbação:

$$\Delta f = \frac{\sum_{vs} \Delta Pe_s^{max/min} - \Delta Pc_1}{D_1 + B_2 + \sum_{vp} 1/R_p}. \quad (3.17)$$

A partir do valor do desvio de frequência, torna-se possível utilizar as equações (3.12) a (3.16) para calcular os desvios entre os regimes permanentes de pré e pós-perturbação das restantes condições de operação do sistema.

Na Situação 3, analisada nesta subsecção, é ainda possível fazer a seguinte subdivisão de cenários:

- Nenhum gerador da área de controlo perturbada, com controlo primário mas que não participe na ação do AGC, atinge os seus limites de produção - Situação 3.1;
- Pelo menos um gerador da área de controlo perturbada, com controlo primário mas que não participe na ação do AGC, atinge o limite máximo de produção - Situação 3.2;
- Pelo menos um gerador da área de controlo perturbada, com controlo primário mas que não participe na ação do AGC, atinge o limite mínimo de produção - Situação 3.3.

Na Situação 3.1 descrita, o cálculo dos desvios é obtido por aplicação única e direta dos princípios até agora abordados nesta subsecção.

Para as Situações 3.2 e 3.3, é necessário considerar uma nova perturbação que provocará desvios adicionais, em regime permanente, nas variáveis do sistema. Para estas situações, e de acordo com [7][8], as novas condições em regime permanente de pós-perturbação são definidas pelas seguintes equações:

$$\Delta Pe_{p1} = -\frac{\Delta f}{R_{p1}}, \quad (3.18)$$

$$\Delta Pe_{p2} = \Delta Pe_{p2}^{max/min}, \quad (3.19)$$

$$\Delta Pe_1 = \sum_{\forall p1} \Delta Pe_{p1} + \sum_{\forall p2} \Delta Pe_{p2} + \sum_{\forall s} \Delta Pe_s, \quad (3.20)$$

em conjunto com as equações (3.10), (3.11), (3.13), (3.14) e (3.16).

Nas equações (3.18) e (3.20), considera-se uma máquina do tipo  $p1$  como um gerador da área de controlo perturbada, que se encontra em serviço, possui controlo primário de frequência, não participa na ação do AGC e que não tenha atingido o seu limite de produção. Por sua vez, nas equações (3.19) e (3.20), considera-se uma máquina do tipo  $p2$  como um gerador da área de controlo perturbada, que se encontra em serviço, possui controlo primário de frequência, não participa na ação do AGC e que tenha atingido o seu limite máximo ou mínimo de produção.

O desvio de frequência em regime permanente de pós-perturbação será calculado recorrendo à seguinte formulação [7][8]:

$$\Delta f = \frac{\sum_{\forall s} \Delta Pe_s^{max/min} + \sum_{\forall p2} \Delta Pe_{p2}^{max/min} - \Delta Pc_1}{D_1 + B_2 + \sum_{\forall p1} 1/R_{p1}}. \quad (3.21)$$

A partir do valor do desvio de frequência, e por aplicação das equações expostas, calculam-se os desvios entre as condições de operação do sistema em regimes de pré e de pós-perturbação. Por fim, aplica-se a equação (3.7) para definir os novos cenários de geração e consumo, no regime permanente de pós-perturbação.

## 3.2 - Algoritmo Desenvolvido para implementação da Ferramenta Computacional em VBA

De acordo com um dos objetivos da presente dissertação, foi desenvolvida uma ferramenta computacional que visa implementar a metodologia descrita na secção anterior deste capítulo e que possibilita ao utilizador o cálculo dos novos cenário de geração e de consumo de um qualquer sistema, composto por duas áreas de controlo, que esteja sujeito à ação automática de controlo primário e secundário de frequência e de potência ativa, após ocorrência de uma perturbação que provoque um desequilíbrio entre a produção e o consumo de uma dessas áreas de controlo.

Esta ferramenta computacional tem uma utilidade significativa, pois a determinação das condições de operação em regime permanente de pós-perturbação, através de cálculo manual, pode-se tornar num processo demorado e trabalhoso, mesmo para sistemas de dimensão académica.

A ferramenta computacional foi desenvolvida em linguagem VBA (*Visual Basic for Applications*), utilizando como ambiente de interação programa-utilizador uma folha de cálculo do Microsoft *Excel*, e está descrita detalhadamente no manual do utilizador disponível no anexo desta dissertação.

Ao longo desta secção, será exposto o algoritmo utilizado para implementação da ferramenta computacional, que consiste numa apresentação condensada dos princípios abordados no capítulo anterior, sob a forma de fluxograma. A dimensão do algoritmo criado obrigou à divisão do mesmo em quatro partes que são apresentadas, separadamente, nas próximas subsecções.

O algoritmo construído foi baseado nos trabalhos desenvolvidos em [11].

### 3.2.1 - Algoritmo geral

A primeira parte do algoritmo desenvolvido está representada esquematicamente na figura 3.1.

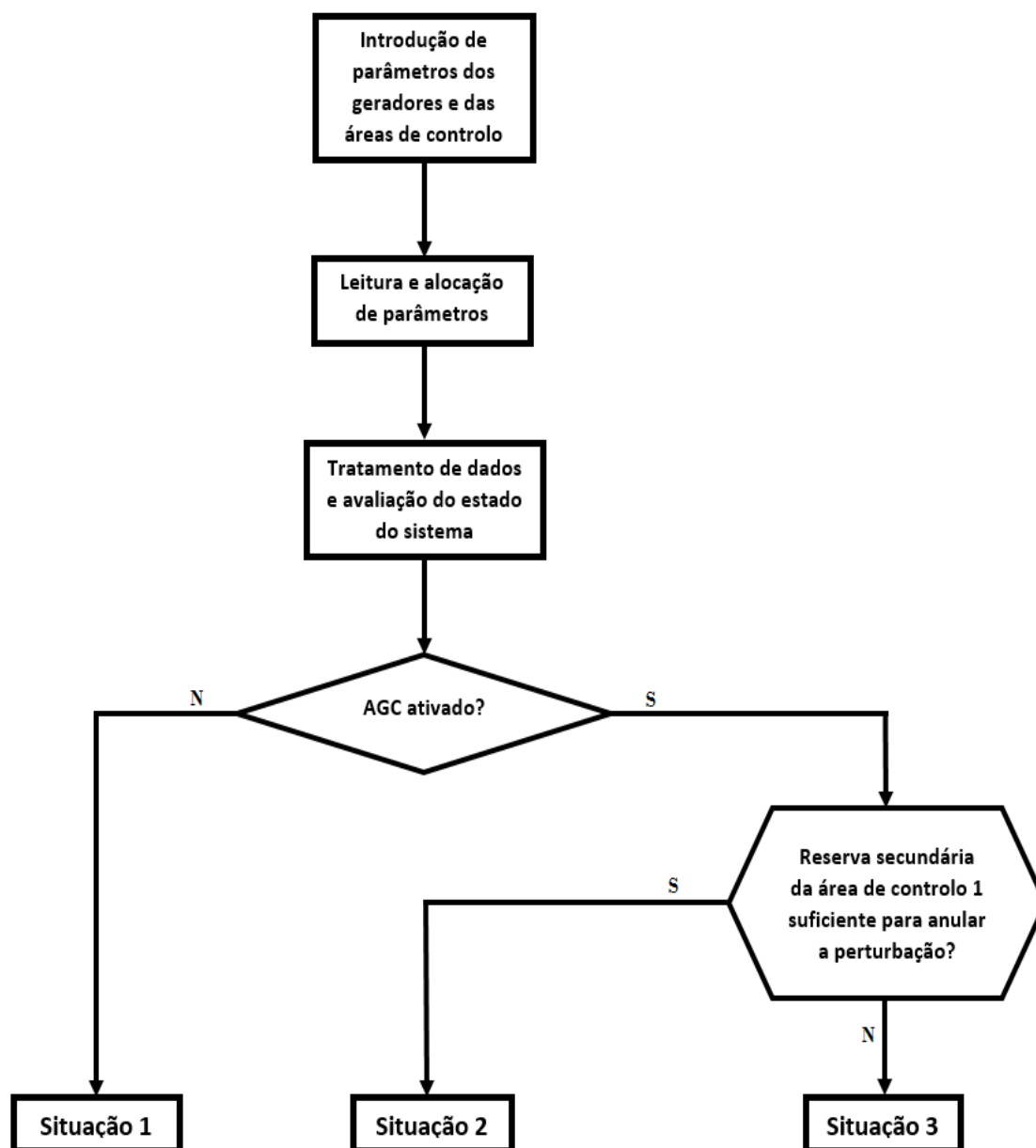


Figura 3.1 - Fluxograma do enquadramento geral do algoritmo desenvolvido.

De acordo com a figura 3.1, após introdução dos parâmetros dos geradores e das áreas de controlo (estatismo, constante de amortecimento de carga, fatores de participação, fatores de polarização, entre outros) por parte do utilizador, o programa procede à leitura e alocação das variáveis em vetores, para facilitar a sua futura utilização. Note-se que, para aplicar corretamente a metodologia descrita na secção anterior, é necessário que o conjunto de dados introduzidos pelo utilizador tenha uma base de frequência e de potência comum.

De seguida, o programa efetua o tratamento de alguns dos dados inseridos pelo utilizador, destacados de seguida:

- A partir dos valores introduzidos para a constante de amortecimento da carga de cada gerador em serviço, o programa calcula a constante de amortecimento equivalente para cada área de controlo, através da equação:

$$D_i = \sum_{j=1}^n D_{ji} , \quad (3.22)$$

onde:  $D_i$  representa a constante de amortecimento equivalente da área de controlo  $i$ ;  $D_{ji}$  é a constante de amortecimento do gerador  $j$  da área de controlo  $i$ ;  $n$  é o número de geradores em serviço na área de controlo  $i$ ;

- O programa desenvolvido está preparado para analisar uma contingência que provoque a saída de serviço de um ou mais geradores da área de controlo perturbada. Uma perturbação deste tipo representa uma perda de capacidade de produção, que se traduz num aumento de carga de dimensão equivalente à potência ativa despachada, em regime permanente de pré-perturbação, aos geradores que saem de serviço. Caso esta opção seja introduzida pelo utilizador, o programa averigua quais os geradores que saem de serviço e procede ao cálculo do desvio de carga equivalente, sentido na área de controlo 1 ( $\Delta P_{c_1}$ ), através da seguinte equação:

$$\Delta P_{c_1} = \sum_{\forall F} P_{pre-p,F} , \quad (3.23)$$

onde  $P_{pre-p,F}$  representa a potência ativa produzida, em regime permanente de pré-perturbação, pelos geradores do tipo  $F$ . Na equação (3.23) considera-se um gerador do tipo  $F$  como um gerador que sai de serviço, aquando da ocorrência da perturbação.

Após o tratamento de dados, o programa determina qual o estado do sistema, verificando se os sistemas AGC estão ou não ativos, e se a reserva secundária da área de controlo perturbada é ou não suficiente para anular a perturbação sentida. De acordo com a avaliação executada, o programa é encaminhado para a Situação 1, 2 ou 3. A definição destas situações foi abordada na secção anterior e o algoritmo correspondente a cada uma delas é apresentado nas próximas subsecções.

### 3.2.2 - Algoritmo da Situação 1

Como foi já referido, o enquadramento geral do algoritmo desenvolvido permite definir o estado do sistema e, consequentemente, em qual das situações este se encontra. Recorde-se, da secção anterior, que a Situação 1 corresponde ao cenário em que os sistemas AGC estão desativados e as condições de operação em regime permanente pós-perturbação são definidas apenas pela ação de controlo primário de cada gerador em serviço no sistema.

A parte do algoritmo correspondente à Situação 1 é apresentada na figura 3.2. Para uma melhor compreensão do algoritmo exposto, segue-se uma breve legenda:

- Conjunto  $K$ : conjunto dos geradores em serviço, com controlo primário e que ainda não tenham atingido o limite de produção;
- Conjunto  $D$ : conjunto dos geradores em serviço, com controlo primário e que tenham atingido o seu limite máximo ( $\Delta P_e > \Delta P_{e_{max}}$ ) ou mínimo ( $\Delta P_e < \Delta P_{e_{min}}$ ) de produção;
- Conjunto  $Z$ : conjunto dos geradores em serviço, com controlo primário;
- Variável  $X$ : variável que define a área de controlo ( $X \in [1,2]$ ).

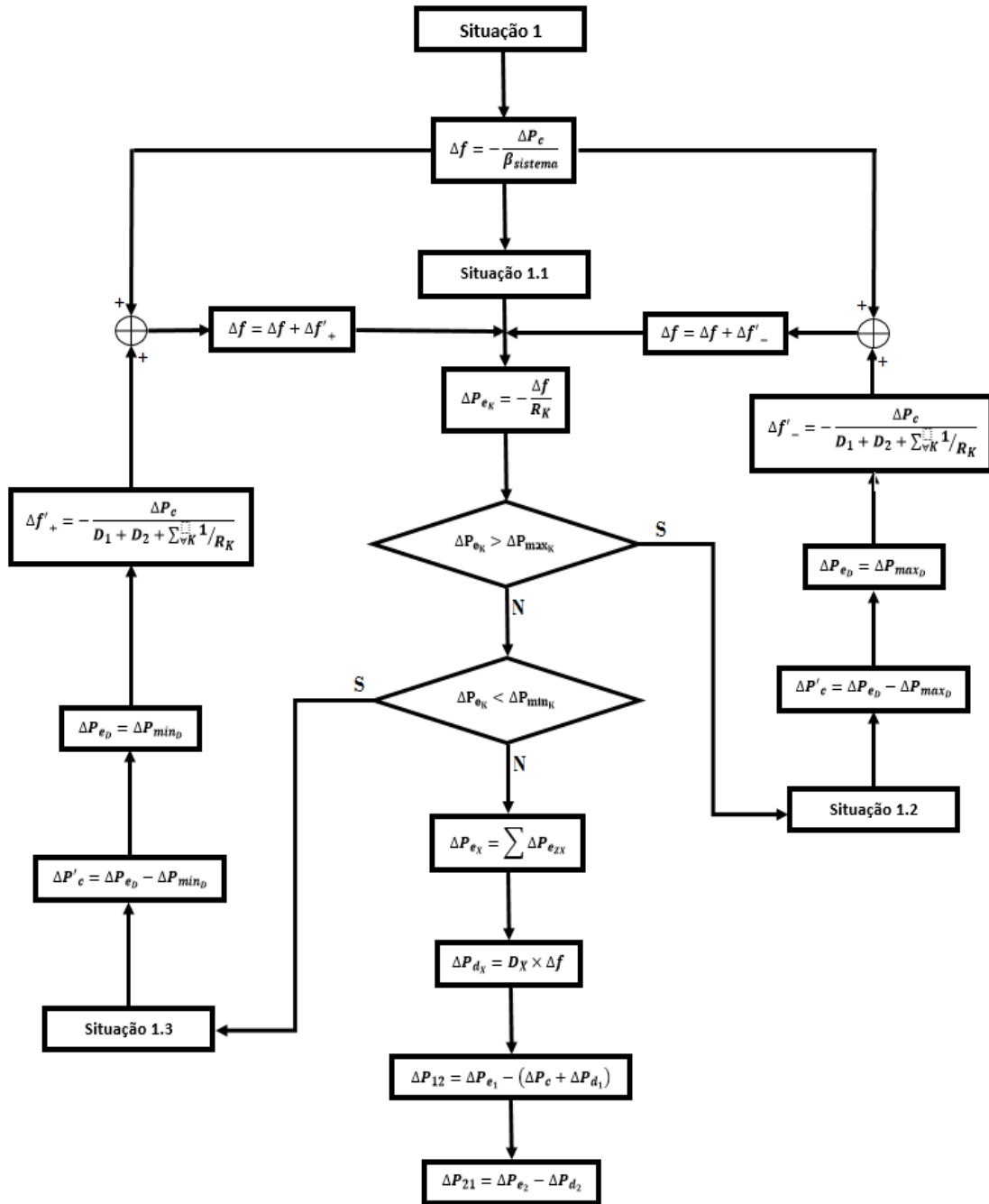


Figura 3.2 - Fluxograma representativo do algoritmo da Situação 1.

A análise da figura 3.2 permite verificar que o programa estabelece como posição padrão (*default*) a Situação 1.1, que caracteriza o estado do sistema em que nenhum gerador em serviço, com controlo primário, atinge o seu limite de produção. A posição padrão apenas será alterada quando pelo menos um gerador desse tipo atingir o seu limite máximo (Situação 1.2) ou mínimo (Situação 1.3) de produção. Verifica-se, portanto, que estas definições das situações 1.1, 1.2 e 1.3 são coerentes com as definições apresentadas na secção anterior deste trabalho.

### 3.2.3 - Algoritmo da Situação 2

Estando os sistemas AGC ativos e verificando-se que a reserva secundária da área de controlo perturbada é suficiente para anular a perturbação sentida, o programa será encaminhado para a Situação 2. Neste cenário, verifica-se que as únicas condições de operação cujos valores variam em regime permanente, após ação do controlo secundário, são as que resultam no novo despacho de geração, definido pelo AGC na área de controlo perturbada.

A parte do algoritmo correspondente à Situação 2 é apresentada na figura 3.3. Para uma melhor compreensão do algoritmo exposto, segue-se a legenda:

- Conjunto  $K$ : conjunto dos geradores em serviço na área de controlo perturbada, que participam na ação do AGC e que ainda não tenham atingido o limite de produção;
- Conjunto  $D$ : conjunto dos geradores em serviço na área de controlo perturbada, que participam na ação do AGC e que tenham atingido o limite máximo ( $\Delta P_e > \Delta P_{e_{max}}$ ) ou mínimo ( $\Delta P_e < \Delta P_{e_{min}}$ ) de produção;
- Conjunto  $Z$ : conjunto dos geradores em serviço, que participam na ação do AGC;
- Variável  $X$ : variável que define a área de controlo ( $X \in [1,2]$ ).

Note-se que o algoritmo se inicia com a atribuição do valor nulo ao desvio de frequência. Tal circunstância deve-se ao facto de que o sistema AGC, tendo reserva secundária suficiente, é capaz de anular o desvio de frequência imposto pela perturbação, fazendo com que a frequência estabilize no valor de referência, que caracteriza o regime permanente de pré-perturbação.

A análise da figura 3.3 permite verificar que o programa estabelece como posição padrão a Situação 2.1, que caracteriza o estado do sistema em que nenhum gerador em serviço na área de controlo perturbada, com AGC ativo, atinge o seu limite de produção. A posição padrão apenas será alterada quando pelo menos um desses geradores atinge o seu limite máximo (Situação 2.2) ou mínimo (Situação 2.3) de produção. Verifica-se assim que estas definições das situações 2.1, 2.2 e 2.3 são coerentes com as definições apresentadas na secção anterior deste trabalho.



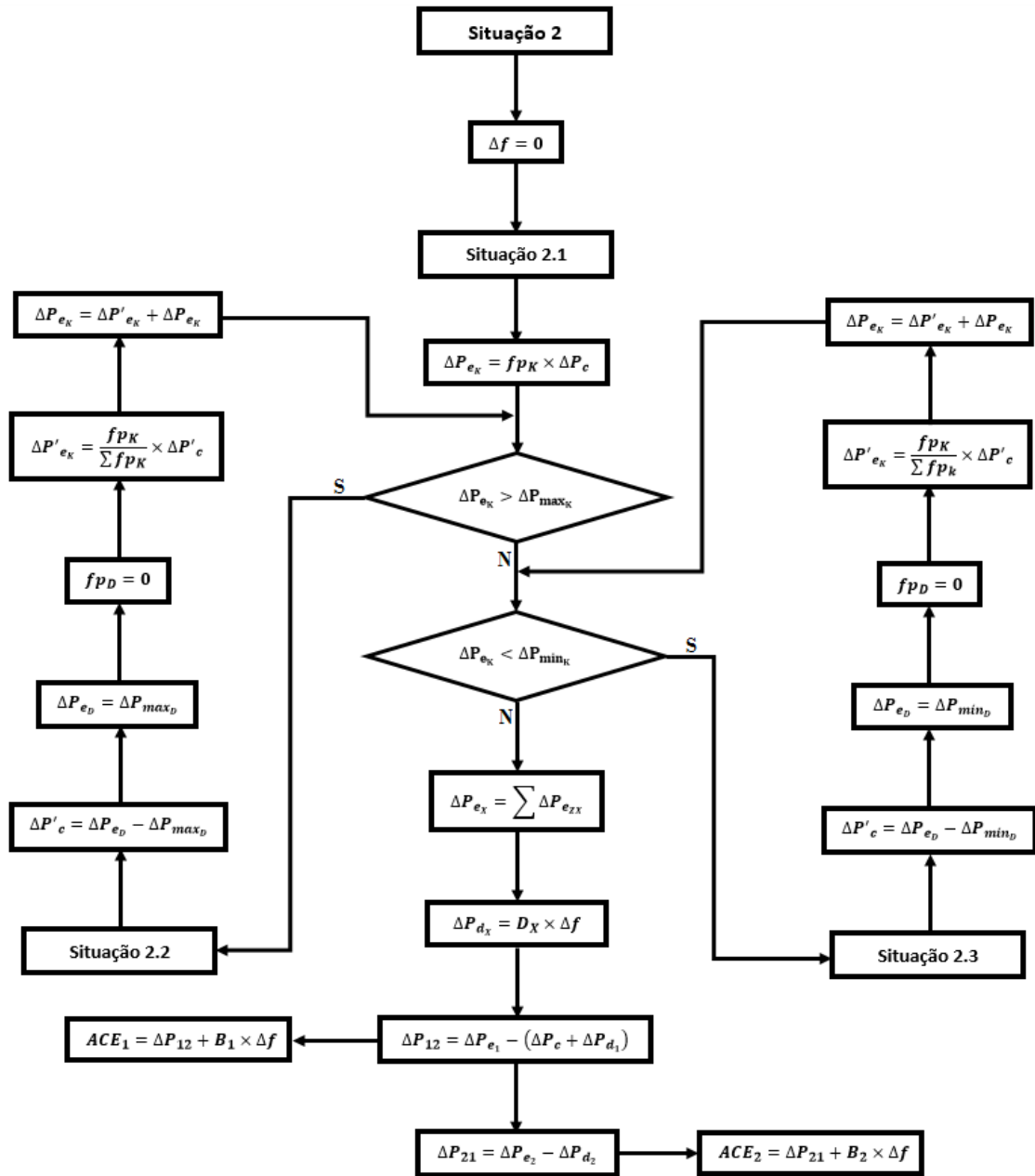


Figura 3.3 - Fluxograma representativo do algoritmo da Situação 2.

### 3.2.4 - Algoritmo da Situação 3

Estando os sistemas AGC ativos e verificando-se que a reserva secundária da área de controlo perturbada é insuficiente para anular a perturbação sentida, o programa será encaminhado para a Situação 3. Neste caso, as condições de operação em regime permanente pós-perturbação são definidas pela ação dos sistemas de controlo primário e secundário.

A última parte do algoritmo, correspondente à Situação 3, é apresentada na figura 3.4. Para uma melhor compreensão do algoritmo exposto, apresenta-se de seguida a legenda:

- Conjunto  $S$ : conjunto dos geradores em serviço na área de controlo perturbada, que participam na ação do AGC;

- Conjunto  $p$ : conjunto dos geradores em serviço na área de controlo perturbada, com controlo primário mas sem AGC, que ainda não tenham atingido o limite de produção;
- Conjunto  $Z$ : conjunto dos geradores em serviço na área de controlo perturbada, com controlo primário mas sem participação no AGC, que tenham atingido o limite máximo ( $\Delta P_e > \Delta P_{e_{max}}$ ) ou mínimo ( $\Delta P_e < \Delta P_{e_{min}}$ ) de produção;
- Conjunto  $Y$ : conjunto dos geradores em serviço, que tenham atingido o limite máximo ( $\Delta P_e > \Delta P_{e_{max}}$ ) ou mínimo ( $\Delta P_e < \Delta P_{e_{min}}$ ) de produção;
- Variável  $X$ : variável que define a área de controlo ( $X \in [1,2]$ ).

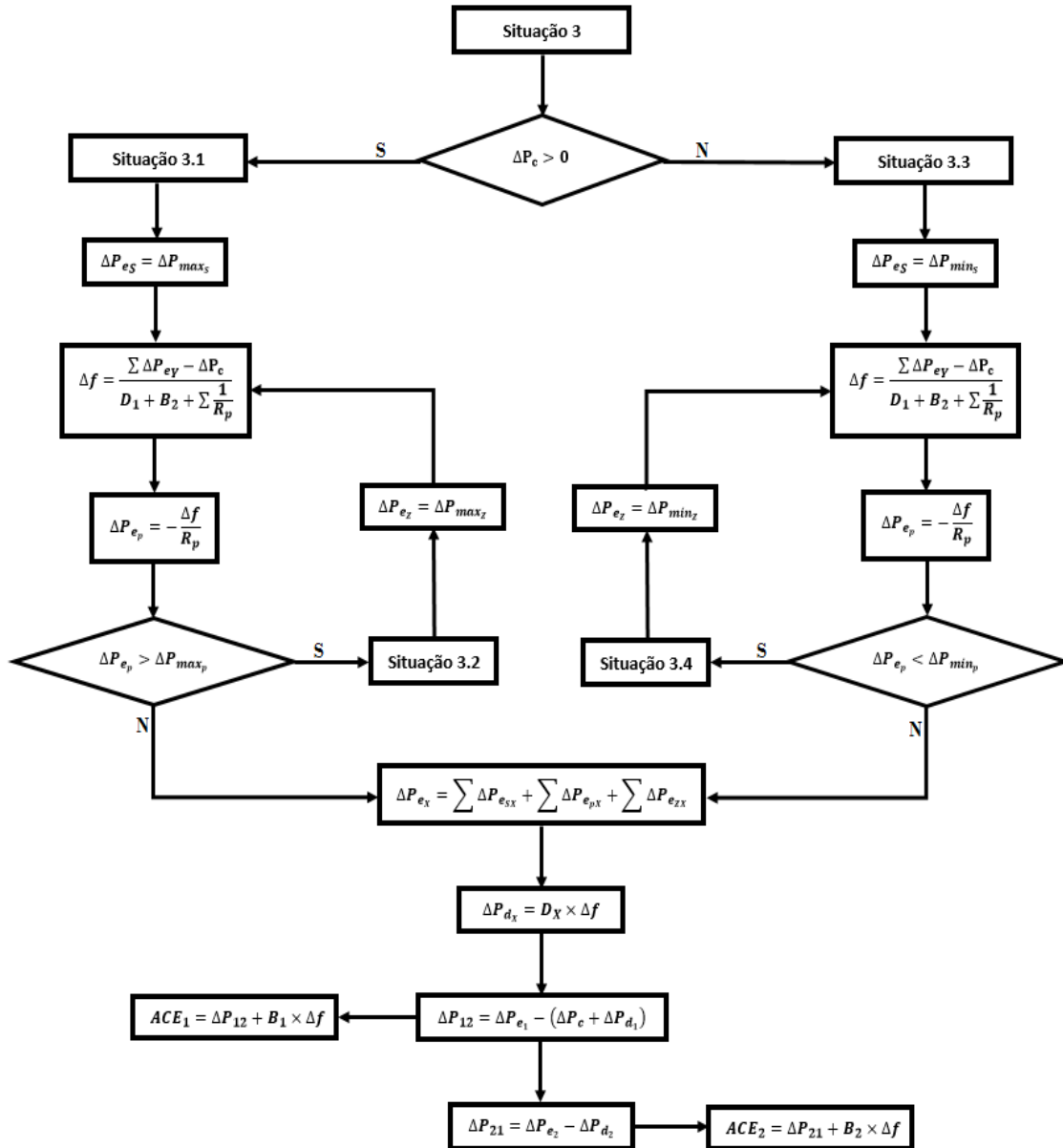


Figura 3.4 - Fluxograma representativo do algoritmo da Situação 3.

Qualquer perturbação analisada pelo método descrito na secção anterior, traduz-se numa variação de carga ( $\Delta P_{c1}$ ) positiva ou negativa na área de controlo perturbada. Uma perturbação caracterizada por um desvio de carga positivo originará desvios no despacho dos geradores também positivos e, da mesma forma, uma perturbação caracterizada por um desvio de carga

negativo originará desvios no despacho dos geradores também negativos. Assim, é possível concluir que, quando a área de controlo 1 sofre uma perturbação definida por um desvio de carga positivo, os geradores do sistema nunca vão atingir o seu limite mínimo de produção e, de forma semelhante, quando a área de controlo 1 sofre uma perturbação definida por um desvio de carga negativo, os geradores do sistema nunca vão atingir o seu limite máximo de produção. A divisão inicial do algoritmo representado na Figura 3.4 reflete este mesmo facto, separando os cenários em que a perturbação corresponde a uma variação de carga positiva (Situação 3.1) ou negativa (Situação 3.3).

Após a divisão inicial, o programa estabelece como posição padrão quer a Situação 3.1 quer a Situação 3.3, dependendo do sinal de  $\Delta P_{C1}$ . Estas posições correspondem a cenários em que se verifique que nenhum gerador da área de controlo perturbada, com controlo primário mas sem participação na ação do AGC, atinge o seu limite máximo (Situação 3.1) ou mínimo (Situação 3.3) de produção. Qualquer que seja a posição padrão definida pela divisão inicial do algoritmo da figura 3.4, esta apenas será alterada se pelo menos um desses geradores atingir o seu limite máximo (Situação 3.2) ou mínimo (Situação 3.4) de produção.

### 3.3 - Teste e Validação do *Software* desenvolvido em VBA

A ferramenta computacional desenvolvida foi sujeita a um processo rigoroso de teste das suas funcionalidades, com vista a maximizar o número de erros detetados (posteriormente corrigidos) e a fiabilidade dos resultados por ela fornecidos. O conjunto de testes realizado incidiu sobre variadas topologias de rede, com diferentes parâmetros de geradores e de áreas de controlo, de forma a validar a aplicação generalizada da ferramenta computacional, para um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo.

Nesta secção, é introduzido o caso de estudo analisado ao longo desta dissertação, sendo apenas apresentada a informação e os parâmetros necessários para a aplicação do método descrito neste capítulo. Posteriormente, no Capítulo 4 desta dissertação, será realizada uma caracterização completa do caso de estudo.

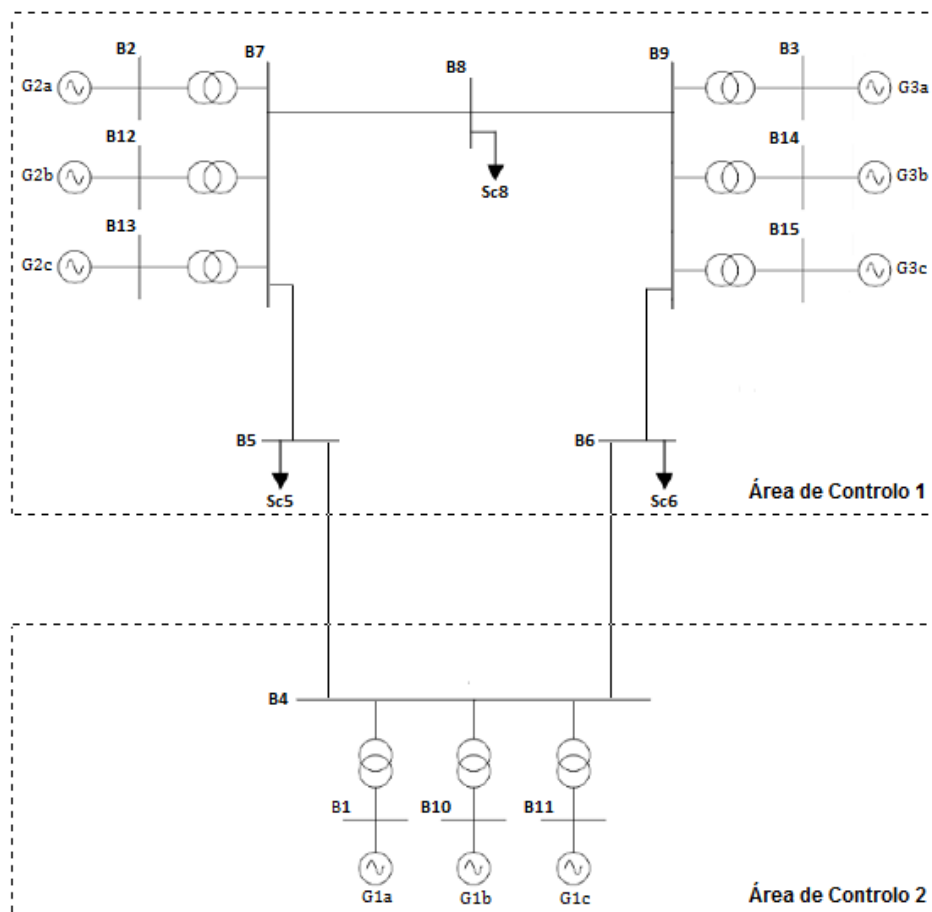
Nas subsecções seguintes, é apresentado um conjunto de quatro exemplos de teste, referidos ao caso de estudo, para os quais vão ser calculados os novos cenário de geração e de consumo, em regime permanente de pós-perturbação, recorrendo à ferramenta computacional implementada. A validação dos resultados obtidos para cada um dos quatro exemplos será conseguida por comparação dos mesmos, com os resultados fornecidos por um programa desenvolvido no *Simulink* do *Matlab*, facultado pela professora orientadora desta dissertação, que implementa o modelo dinâmico do caso de estudo, para obter a evolução temporal das condições de operação em regime permanente de pós-perturbação.

A descrição da ferramenta de simulação dinâmica do *Matlab* não constitui um objetivo desta dissertação, pelo que não será efetuada. O caso de estudo implementado no *Simulink* do *Matlab* está disponível em anexo a esta dissertação.

#### 3.3.1 - Caso de estudo

O sistema elétrico de energia utilizado para teste das funcionalidades da ferramenta computacional desenvolvida em VBA está ilustrado na figura 3.5.

A análise da figura 3.5 permite verificar que o sistema elétrico de energia é composto por duas áreas de controlo, denominadas área de controlo 1 e 2. A área de controlo 1 dispõe do grupo de geradores G2, composto pelos três geradores G2a, G2b e G2c; e do grupo de geradores G3, composto pelos três geradores G3a, G3b e G3c. Por sua vez, a área de controlo 2 dispõe apenas do grupo de geradores G1, composto pelos três geradores G1a, G1b e G1c. A carga total do sistema está localizada apenas na área de controlo 1 e é subdividida nos barramentos B5, B6 e B8.



**Figura 3.5** - Sistema elétrico de energia utilizado para teste da ferramenta computacional desenvolvida em VBA.

O valor dos parâmetros e as características de controlo automático de frequência-potência ativa dos geradores do caso de estudo são ilustradas na tabela 3.1. Note-se que todos os valores p.u. a seguir apresentados estão numa base comum (base do sistema) de potência de 100 MVA e de frequência de 50 Hz, para que seja possível aplicar o método expedito de cálculo das condições de operação do sistema, em regime permanente de pós-perturbação.

A análise da tabela 3.1 permite verificar que todos os geradores do sistema estão sujeitos à ação do controlo primário. Contudo, no que diz respeito ao controlo secundário, observa-se que apenas os geradores dos grupos G1 e G2 participam na ação do ACG.

**Tabela 3.1** - Valores dos parâmetros e características de controlo automático frequência-potência ativa dos geradores do caso de estudo.

Gerador	Controlo Primário	1/R (p.u.MW/p.u.Hz)	D (p.u.MW/p.u.Hz)	AGC	Área de Controlo
G1a	Sim	11.857	1.66	Sim	2
G1b	Sim	11.857	1.66	Sim	
G1c	Sim	11.857	1.66	Sim	
G2a	Sim	11.857	1.66	Sim	1
G2b	Sim	11.857	1.66	Sim	
G2c	Sim	11.857	1.66	Sim	
G3a	Sim	2.933	0.88	Não	
G3b	Sim	2.933	0.88	Não	
G3c	Sim	2.933	0.88	Não	

Os fatores de polarização das áreas de controlo 1 e 2 têm, respetivamente, os valores aproximados de 48,18 e 38,06 p.u.MW/p.u.Hz.

Nos estudos que se seguem, assume-se a ocorrência de uma perturbação intempestiva que provoca um desequilíbrio entre a produção e o consumo da área de controlo 1 que, por sua vez, se traduz num desvio da potência ativa de carga ( $\Delta P_{C1}$ ) dessa mesma área de controlo.

### 3.3.2 - Exemplos para teste da ferramenta computacional desenvolvida em VBA

Nesta subsecção será apresentado o enunciado de um conjunto de quatro exemplos de teste, referidos ao caso de estudo, para os quais serão calculados os desvios entre as condições de operação em regime permanente de pré e de pós-perturbação, recorrendo à ferramenta computacional implementada. Os três primeiros exemplos foram escolhidos de forma a representarem todos os possíveis cenários gerais do estado do sistema, definidos ao longo deste capítulo como Situação 1, Situação 2 e Situação 3. O quarto exemplo lida com o cenário onde a perturbação sentida na área de controlo 1 provoca a saída de serviço intempestiva de dois geradores do SEE da figura 3.5.

#### → Exemplo 1:

Neste primeiro exemplo considera-se que os sistemas de controlo secundário (AGC) das áreas de controlo estão desativados - Situação 1.

A perturbação sentida na área de controlo 1 é caracterizada por um valor de  $\Delta P_{C1}$  igual a 2,5 p.u.MW.

Os restantes dados dos geradores do SEE de teste representado na figura 3.5, complementares aos dados da tabela 3.1, são organizados na tabela 3.2.

Na tabela 3.2, a coluna *Estado (0/1)* identifica qual o estado de serviço dos geradores, sendo que o valor 1 significa que o gerador está em serviço e o valor 0 significa que o gerador está fora de serviço.

A coluna *Reserva +* representa o valor da margem de reserva de potência ativa positiva de cada gerador. Este valor é calculado pela subtração entre a potência ativa máxima que o gerador pode produzir e a potência ativa que o gerador efetivamente produz, em regime permanente de pré-perturbação.

Naturalmente, uma vez que  $\Delta P_{c1}$  é maior que zero, os valores das margens de reserva negativa são inconsequentes para os cálculos que se pretende efetuar, pelo que não foram incluídos na tabela 3.2.

**Tabela 3.2** - Características e parâmetros complementares dos geradores, para o exemplo 1.

Gerador	Estado (0/1)	Reserva + (p.u.MW)
G1a	1	0.3
G1b	1	0.3
G1c	1	0.3
G2a	1	0.3
G2b	1	0.3
G2c	1	0.3
G3a	1	0.3
G3b	1	0.3
G3c	1	0.3

A partir dos dados ilustrados nas tabelas 3.1 e 3.2, é possível aplicar a ferramenta computacional desenvolvida em VBA para calcular os desvios entre as condições de operação em regime permanente de pré e de pós-perturbação no exemplo 1. Os resultados obtidos são apresentados e analisados na próxima subsecção.

→ Exemplo 2:

Neste exemplo, considera-se que os sistemas de controlo secundário (AGC) das áreas de controlo estão ativados e que a reserva secundária da área de controlo 1 é suficiente para anular a perturbação - Situação 2.

A perturbação sentida na área de controlo 1 é definida por um valor de  $\Delta P_{c1}$  igual a -0.7 p.u.MW.

Os restantes dados dos geradores do SEE de teste, complementares aos dados da tabela 3.1, são organizados na tabela 3.3.

**Tabela 3.3** - Características e parâmetros complementares dos geradores, para o exemplo 2.

Gerador	Estado (0/1)	Reserva - (p.u.MW)	f.p.
G1a	1	-99	0.7
G1b	1	-99	0.15
G1c	1	-99	0.15
G2a	1	-0.5	0.4
G2b	1	-0.4	0.3
G2c	1	-0.1	0.3
G3a	1	-0.1	0
G3b	1	-0.1	0
G3c	1	-0.1	0

A coluna *f.p.* representa o valor do fator de participação de cada gerador na ação do sistema AGC da sua área de controlo. Na ferramenta computacional desenvolvida, supõe-se que o somatório dos fatores de participação introduzidos pelo utilizador é unitário, para cada área de controlo.

A coluna *Reserva* - representa o valor da margem de reserva negativa de potência ativa de cada gerador. Este valor é calculado pela subtração entre a potência ativa mínima que o gerador pode produzir e a potência ativa que o gerador de facto produz em regime permanente de pré-perturbação.

A reserva secundária das unidades geradoras da área de controlo vizinha apresenta valores elevados para assegurar, de forma propositada, que a área de controlo 2 possui sempre reserva secundária suficiente para anular a perturbação sentida na área de controlo 1. Tal constitui um dos requisitos para aplicação da metodologia expedita descrita neste capítulo.

A análise conjunta das tabelas 3.1 e 3.3 permite verificar que a reserva secundária total da área de controlo perturbada equivale à reserva secundária disponível no grupo G2 (os geradores do grupo G3 não participam na ação do AGC) e tem o valor de -1 p.u.MW. Este valor é superior, em módulo, a  $\Delta P_{C_1}$ , pelo que se confirma o cenário da Situação 2.

Uma vez que  $\Delta P_{C_1}$  é menor que zero, os valores das margens de reserva positiva são inconsequentes para os cálculos que se pretende efetuar, pelo que não foram incluídos na tabela 3.3.

Através dos dados ilustrados nas tabelas 3.1 e 3.3, é possível aplicar a ferramenta computacional desenvolvida em VBA para calcular os desvios entre as condições de operação em regime permanente de pré e de pós-perturbação, no exemplo 2. Os resultados obtidos são apresentados e analisados na seguinte subsecção.

#### → Exemplo 3:

Neste exemplo, considera-se que os sistemas de controlo secundário (AGC) das áreas de controlo estão ativados e que a reserva secundária da área de controlo 1 é insuficiente para anular a perturbação - Situação 3.

A perturbação sentida na área de controlo 1 é definida por um valor de  $\Delta P_{C_1}$  igual a -4 p.u.MW.

Os restantes dados dos geradores do SEE de teste, complementares aos dados da tabela 3.1, são organizados na tabela 3.4.

**Tabela 3.4** - Características e parâmetros complementares dos geradores, para o exemplo 3.

Gerador	Estado (0/1)	Reserva - (p.u.MW)	f.p.
G1a	1	-99	0.7
G1b	1	-99	0.15
G1c	1	-99	0.15
G2a	1	-0.6	0.4
G2b	1	-0.2	0.3
G2c	1	-0.2	0.3
G3a	1	-0.5	0
G3b	1	-0.1	0
G3c	1	-0.5	0

A análise conjunta das tabelas 3.1 e 3.4 permite verificar que a reserva secundária total da área de controlo perturbada tem o valor de -1 p.u.MW. Este valor é inferior, em módulo, a  $\Delta Pc_1$ , pelo que se confirma o cenário da Situação 3.

Através dos dados ilustrados nas tabelas 3.1 e 3.4, é possível aplicar a ferramenta computacional desenvolvida em VBA para calcular os desvios entre as condições de operação em regime permanente de pré e de pós-perturbação no exemplo 3. Os resultados obtidos são apresentados e analisados na próxima subsecção.

→ Exemplo 4:

Neste exemplo, considera-se que a perturbação sentida provoca a saída de serviço intempestiva de dois geradores da área de controlo 1: G2c e G3c. Considera-se também que os sistemas de controlo secundário (AGC) estão ativados e que a reserva secundária da área de controlo 1 é insuficiente para anular a perturbação - Situação 3.

Os restantes dados dos geradores do SEE de teste, complementares aos dados da tabela 3.1, são organizados na tabela 3.5.

**Tabela 3.5** - Características e parâmetros complementares dos geradores, para o exemplo 4.

Gerador	Estado Pré-Perturbação (0/1)	Reserva + (p.u.MW)	Estado Pós-Perturbação (0/1)	f.p	Pg pré-perturbação (p.u.MW)
G1a	1	99	1	0.7	2
G1b	1	99	1	0.15	2
G1c	1	99	1	0.15	2
G2a	1	1.2	1	0.6	2
G2b	1	0.4	1	0.4	2
G2c	1	0.4	0	0	2
G3a	1	1	1	0	2
G3b	1	1	1	0	2
G3c	1	1	0	0	2

As colunas *Estado Pré-Perturbação (0/1)* e *Estado Pós-Perturbação (0/1)* identificam, respetivamente, qual o estado de serviço dos geradores antes e após a ocorrência da perturbação, sendo que o valor 1 significa que o gerador está em serviço e o valor 0 significa que o gerador está fora de serviço. Comparando os valores de ambas as colunas, podemos confirmar que os geradores que saem de serviço, aquando da ocorrência da perturbação, são o G2c e o G3c.

A coluna *Pg Pré-Perturbação* representa o valor de potência ativa que cada gerador produz no regime permanente pré-perturbação. Atendendo aos valores desta coluna, e recorrendo à equação (3.23), é possível calcular diretamente o  $\Delta Pc_1$  equivalente da perturbação, que neste caso apresenta o valor de 4 p.u.MW.

A análise conjunta das tabelas 3.1 e 3.5 permite verificar que a reserva secundária total da área de controlo perturbada tem o valor de 1,6 p.u.MW (note-se que G2c está fora de serviço). Este valor é inferior a  $\Delta Pc_1$ , pelo que se confirma o cenário da Situação 3.

Através dos dados ilustrados nas tabelas 3.1 e 3.5, é possível aplicar a ferramenta computacional desenvolvida em VBA para calcular os desvios entre as condições de operação em regime permanente de pré e de pós-perturbação no exemplo 4. Os resultados obtidos são apresentados e analisados na seguinte subsecção.



### 3.3.3 - Resultados obtidos

Os resultados obtidos para os quatro exemplos apresentados na subsecção anterior estão organizados na tabela 3.6.

A análise crítica dos resultados é feita de forma individual, para cada um dos exemplos de teste.

→ Exemplo 1:

O aumento de carga registado na área de controlo 1, aquando da ocorrência da perturbação, provoca uma diminuição da frequência do sistema, pelo que  $\Delta f$  é negativo.

Analisando as tabelas 3.1 e 3.2 (é necessário saber o estado de serviço dos geradores) e recorrendo à equação (3.22), calculam-se as constantes de amortecimento equivalente de cada área de controlo,  $D_1$  e  $D_2$ , que têm o valor respetivo de 7,62 e 4,98 p.u.MW/p.u.Hz. Atendendo à equação (3.3), verifica-se que a diferença entre estes valores explica a diferença entre  $\Delta Pd_1$  e  $\Delta Pd_2$ , para o exemplo 1.

**Tabela 3.6** - Resultados obtidos por aplicação da ferramenta computacional desenvolvida em VBA aos quatro exemplos.

Exemplo	1	2	3	4
Situação	1.2	2.3	3.4	3.1
$\Delta f$ (p.u.Hz)	-0.0327	0	0.0563	-0.0490
$\Delta Pe_1$ (p.u.MW)	1.1879	-0.7000	-1.4304	1.8877
$\Delta Pe_2$ (p.u.MW)	0.9000	0	-1.8599	1.6191
$\Delta Pd_1$ (p.u.MW)	-0.2493	0	0.4292	-0.2491
$\Delta Pd_2$ (p.u.MW)	-0.1629	0	0.2805	-0.2442
$\Delta P_{12}$ (p.u.MW)	-1.0629	0	2.1404	-1.8633
$\Delta P_{21}$ (p.u.MW)	1.0629	0	-2.1404	1.8633
ACE1 (p.u.)	-	0	4.8440	-4.2168
ACE2 (p.u.)	-	0	0.0000	0.0000
$\Delta Pe_{G1a}$ (p.u.MW)	0.3000	0	-	-
$\Delta Pe_{G1b}$ (p.u.MW)	0.3000	0		
$\Delta Pe_{G1c}$ (p.u.MW)	0.3000	0		
$\Delta Pe_{G2a}$ (p.u.MW)	0.3000	-0.3429	-0.6000	1.2000
$\Delta Pe_{G2b}$ (p.u.MW)	0.3000	-0.2571	-0.2000	0.4000
$\Delta Pe_{G2c}$ (p.u.MW)	0.3000	-0.1000	-0.2000	0.0000
$\Delta Pe_{G3a}$ (p.u.MW)	0.0960	0	-0.1652	0.1438
$\Delta Pe_{G3b}$ (p.u.MW)	0.0960	0	-0.1000	0.1438
$\Delta Pe_{G3c}$ (p.u.MW)	0.0960	0	-0.1652	0.0000

A análise da tabela 3.6 permite verificar que o ACE das áreas de controlo não apresenta valores calculados, uma vez que no exemplo 1 os sistemas AGC estão desativados.

O parâmetro de controlo proporcional do sistema de controlo primário de frequência - potência ativa é o inverso do estatismo,  $1/R$ . Desta forma, e recordando que neste exemplo os sistemas AGC estão desativados, é de esperar que os geradores com maior estatismo apresentem um menor desvio de produção entre regimes permanentes de pré e pós-perturbação. A análise conjunta das tabelas 3.1 e 3.6 permite verificar esse facto, pois os geradores do grupo G3, com maior estatismo, apresentam um desvio de produção de aproximadamente 0,096 p.u.MW, enquanto os geradores dos grupos G1 e G2, com menor estatismo, apresentam um desvio de produção superior, de aproximadamente 0,3 p.u.MW.

A partir da tabela 3.2, é possível verificar que um desvio de produção de 0,3 p.u.MW corresponde à margem máxima de reserva positiva de cada gerador, pelo que se conclui que cada gerador dos grupos G1 e G2 atinge o seu limite máximo de produção - Situação 1.2.

→ Exemplo 2:

Uma vez que a reserva secundária da área de controlo perturbada é suficiente para anular a perturbação, o desvio da frequência do sistema será nulo. Sendo  $\Delta f$  nulo, deve verificar-se que as únicas condições de operação cujos valores variam em regime permanente após ação do controlo secundário são as que resultam do novo despacho de geração definido pelo AGC na área de controlo perturbada. Os resultados obtidos corroboram este facto, tendo sido registados valores não nulos apenas para os desvios de produção dos geradores do grupo G2 da área de controlo 1, que participam na ação do AGC. O desvio total da produção da área de controlo perturbada ( $\Delta Pe_1$ ) corresponde, naturalmente, ao somatório do desvio de produção dos geradores do grupo G2 e, neste caso, apresenta um valor igual a  $\Delta Pc_1$ , confirmando que a reserva secundária da área de controlo 1 é suficiente para anular a perturbação.

De acordo com a equação (3.9) é de esperar que, nas condições deste exemplo (Situação 2), um maior valor para o fator de participação implique um maior desvio da produção de um qualquer gerador do grupo G2. Assim, como o fator de participação dos geradores G2a e G2b é, respetivamente, igual a 0,4 e 0,3 (tabela 3.3), o desvio de produção do gerador G2a registado na tabela 3.6 ( $\Delta Pe_{G2a}$ ) é superior ao desvio de produção do gerador G2b ( $\Delta Pe_{G2b}$ ). Contudo, verifica-se que  $\Delta Pe_{G2b}$  é superior a  $\Delta Pe_{G2c}$ , apesar destes geradores terem o mesmo fator de participação. A explicação reside nas diferentes margens de reserva negativas dos geradores G2b e G2c, registadas na tabela 3.2, e no facto de que o gerador G2c atinge o seu limite mínimo de produção, como se pode verificar na tabela 3.6.

Como pelo menos um gerador atinge o seu limite mínimo de produção, o estado do sistema corresponde à Situação 2.3.

→ Exemplo 3:

A diminuição da carga registada na área de controlo 1, aquando da ocorrência da perturbação, provoca um aumento da frequência do sistema, pelo que  $\Delta f$  é positivo.

Como a reserva secundária da área de controlo 1 é insuficiente para anular a perturbação sentida, os geradores em serviço na área de controlo perturbada, que participam na ação do AGC (G2a, G2b e G2c) produzem o seu limite mínimo de potência. Pela mesma razão, o valor do ACE da área de controlo 1 estabiliza num valor positivo, para um  $\Delta Pc_1$  negativo.

O método expedito descrito ao longo deste capítulo não consegue discriminar o valor do desvio de produção dos geradores da área de controlo vizinha, na Situação 3. A aplicação do método expedito presume que a área de controlo vizinha tem sempre reserva secundária suficiente para anular a perturbação sentida na área de controlo 1. Ora se tal for verdade, quando o sistema se encontra na Situação 3, a área de controlo vizinha deverá estar numa situação semelhante à Situação 2 descrita neste capítulo, pois os sistemas AGC estão ativados e a área de controlo vizinha possui reserva suficiente para anular a perturbação sentida (que neste caso seria caracterizada por uma variação da potência exportada, para auxílio da área de controlo 1, que possui reserva secundária insuficiente para anular a sua perturbação). Contudo, a Situação 2 é caracterizada por um desvio de frequência nulo, que está em desacordo com o desvio real de frequência sentido na área de controlo 2, pois  $\Delta f = \Delta f_1 = \Delta f_2$ . Esta incongruência força a aplicação de um método diferente do apresentado neste capítulo, que utilize o modelo dinâmico completo da rede, para calcular o desvio da produção individual de cada gerador da área de controlo 2. No entanto, através de manipulação matemática da equação (3.5), o método expedito possibilita o cálculo do desvio de produção total da área de controlo 2,  $\Delta Pe_2$ .

Neste exemplo a área de controlo perturbada está sujeita não só à ação do AGC mas também à ação de controlo primário dos seus geradores que estejam em serviço e que não participem no AGC (grupo G3). A análise conjunta das tabelas 3.5 e 3.6 permite verificar que o gerador G3b atinge o seu limite mínimo de produção. Atendendo a este facto e sabendo que  $\Delta Pc_1$  é negativo, conclui-se que o estado do sistema corresponde à Situação 3.4, descrita na subsecção 3.2.4 deste capítulo.

→ Exemplo 4:

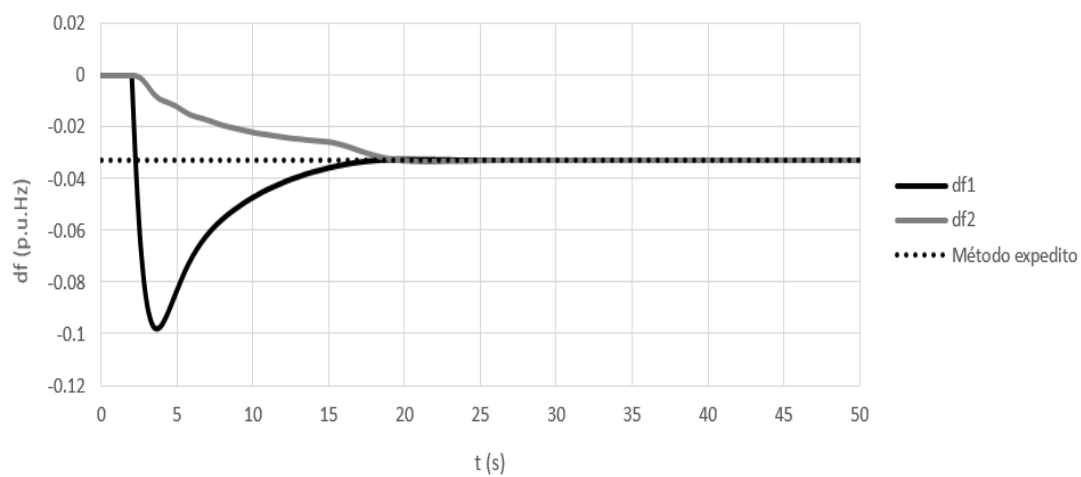
Este exemplo é semelhante ao anterior, a partir do momento em que é calculado o valor de  $\Delta Pc_1$ . Contudo, note-se por análise da tabela 3.6 que neste caso nenhum gerador em serviço na área de controlo perturbada, apenas com controlo primário (G3a e G3b), atinge o seu limite máximo de produção. Atendendo a este facto e sabendo que  $\Delta Pc_1$  é positivo, conclui-se que o estado do sistema corresponde à Situação 3.1, descrita na subsecção 3.2.4 deste capítulo.

### 3.3.4 - Validação dos resultados obtidos

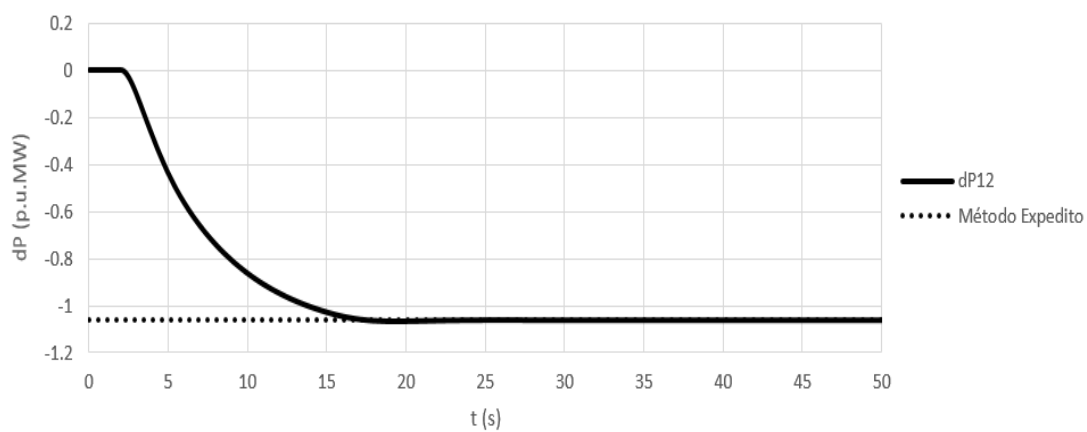
Nesta subsecção é feita a validação dos resultados obtidos nos quatro exemplos. Para tal efeito, foi necessário implementar o caso de estudo da figura 3.5 num *software* desenvolvido no *Simulink* do *Matlab*, que permite obter a evolução temporal dos desvios entre as condições de operação de pré e de pós perturbação. Após implementação do caso de estudo, procedeu-se à introdução dos dados da tabela 3.1 e das tabelas 3.2, 3.3, 3.4 e 3.5, para simular, respetivamente, os exemplos 1, 2, 3 e 4.

De seguida, é apresentada a evolução temporal de algumas das variáveis para cada exemplo. À representação gráfica dos resultados fornecidos pelo *Matlab*, será sobreposta uma reta, a tracejado, que corresponde ao valor obtido por aplicação da ferramenta desenvolvida em VBA, para facilitar a comparação dos dados.

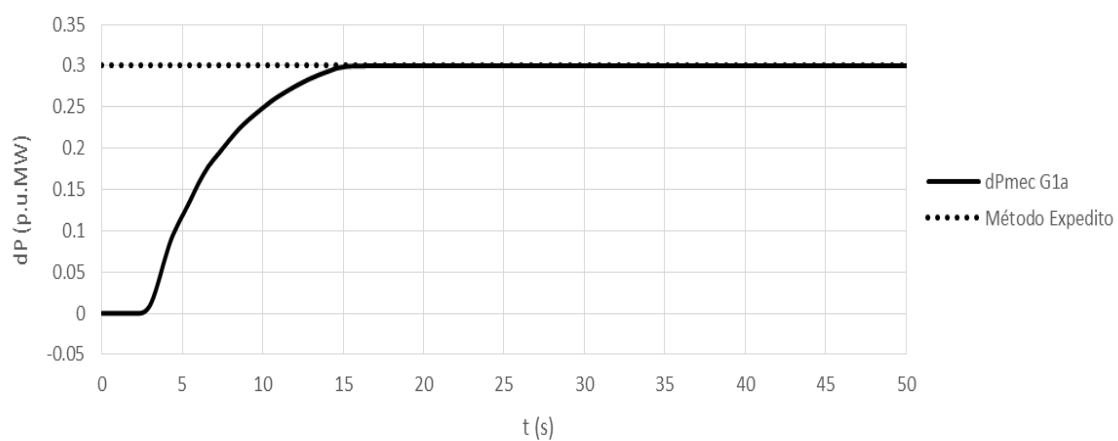
→ Exemplo 1:



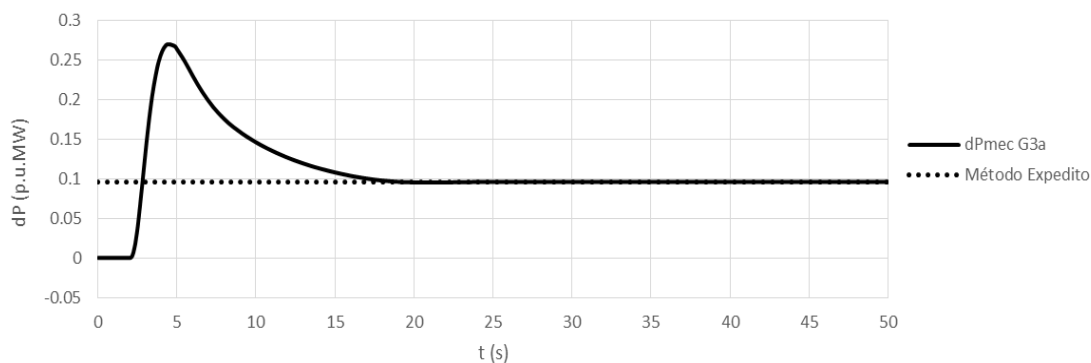
**Figura 3.6** - Evolução temporal do desvio de frequência das áreas de controlo, no exemplo 1.



**Figura 3.7** - Evolução temporal do desvio de potência exportada pela área de controlo 1, no exemplo 1.



**Figura 3.8** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G1a, no exemplo 1.

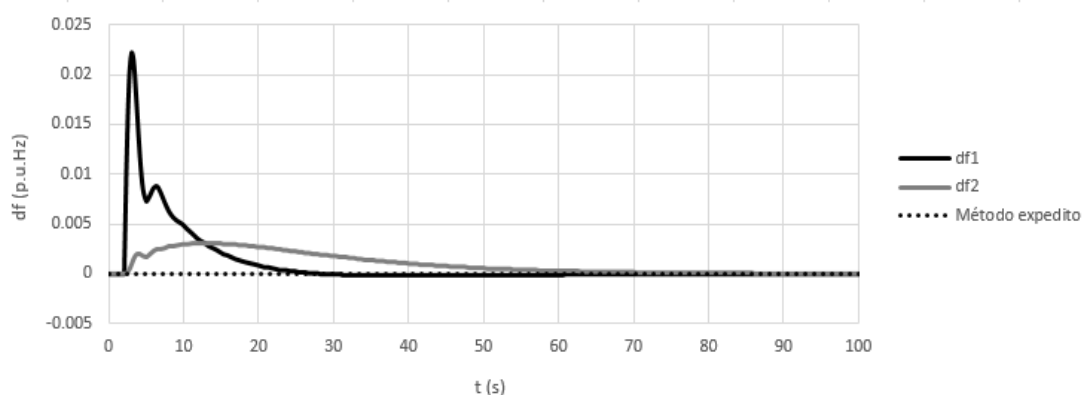


**Figura 3.9** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3a, no exemplo 1.

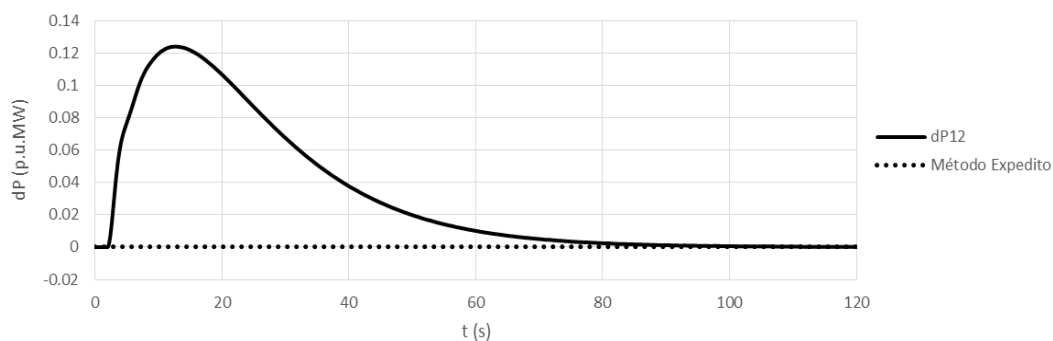
A análise das figuras 3.6 e 3.7 permite verificar que, quando os sistemas AGC estão desativados, a frequência e o balanço de potência ativa nas interligações apresentam um valor não nulo em regime permanente, definido pela ação dos sistemas de controlo primário.

Por comparação das figuras 3.8 e 3.9, é possível observar as diferenças que se verificam na evolução temporal do desvio de potência ativa produzida por um gerador que atinge o seu limite máximo de produção (G1a) e por um gerador que não atinge o seu limite de produção (G3a).

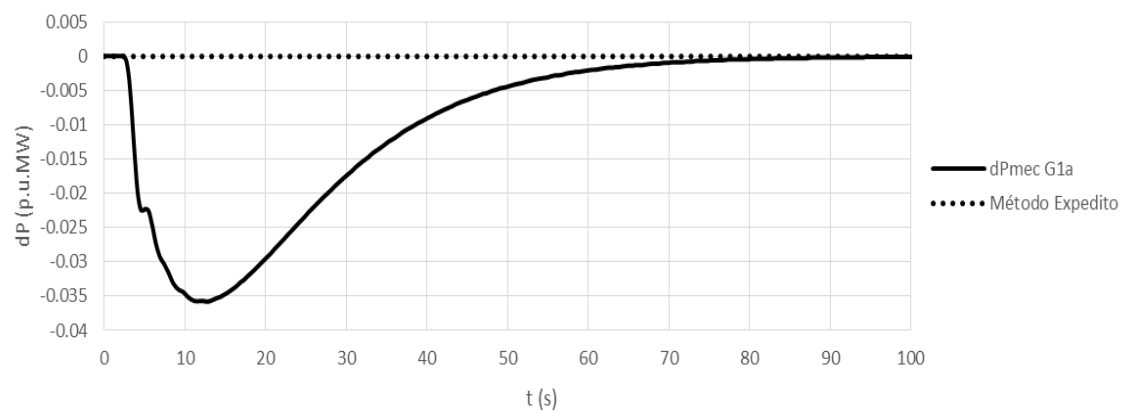
→ Exemplo 2:



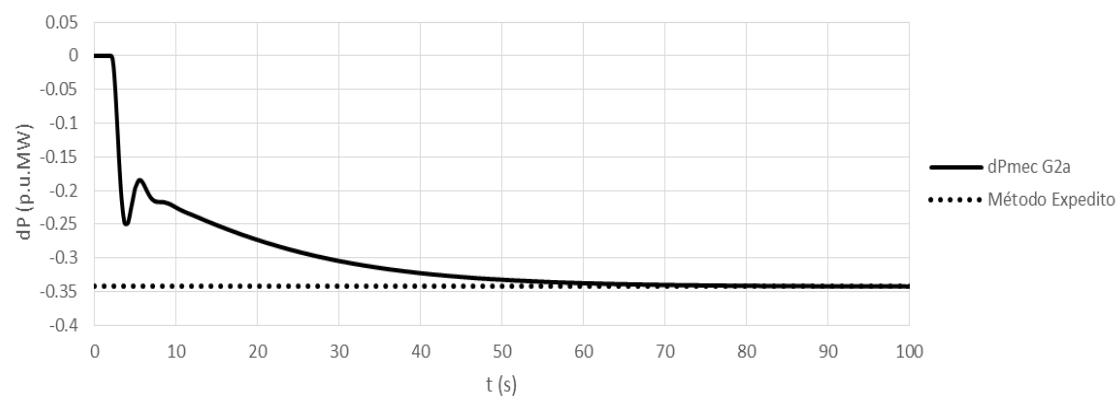
**Figura 3.10** - Evolução temporal do desvio de frequência das áreas de controlo, no exemplo 2.



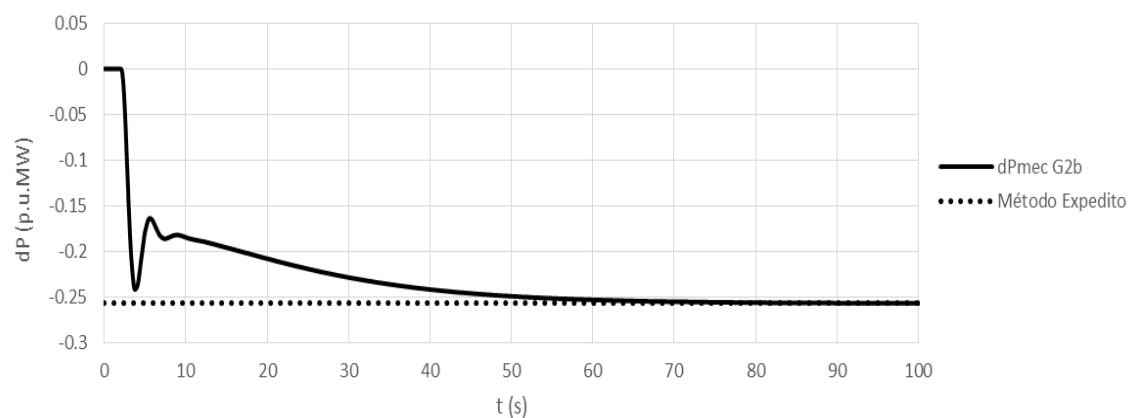
**Figura 3.11** - Evolução temporal do desvio de potência exportada pela área de controlo 1, no exemplo 2.



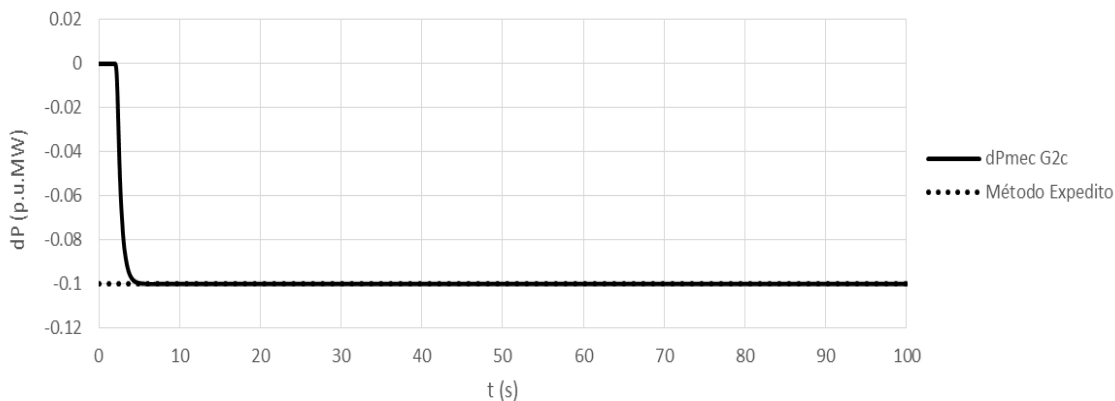
**Figura 3.12** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G1a, no exemplo 2.



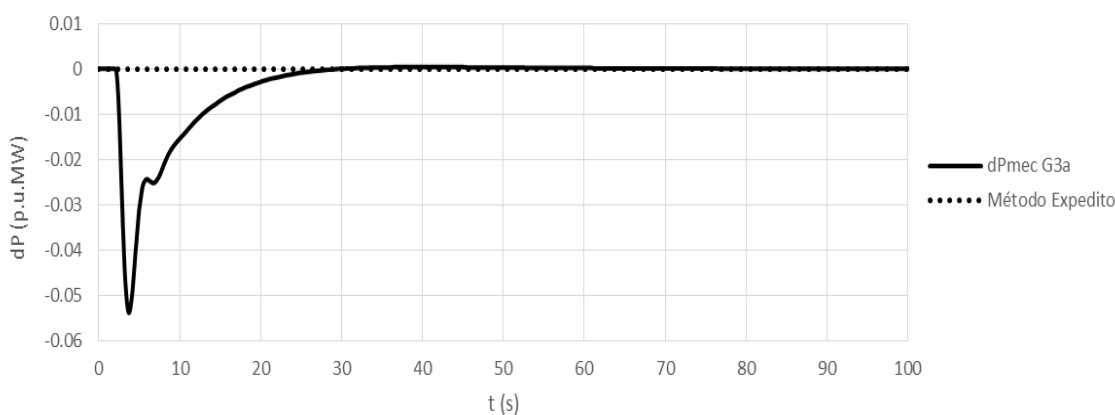
**Figura 3.13** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2a, no exemplo 2.



**Figura 3.14** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2b, no exemplo 2.



**Figura 3.15** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2c, no exemplo 2.



**Figura 3.16** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3a, no exemplo 2.

A análise da figura 3.10 permite verificar que, quando os sistemas AGC estão ativados e a área de controlo perturbada apresenta reserva secundária suficiente, a frequência estabiliza num valor nulo em regime permanente. Nesta situação, é possível verificar, por análise das figuras 3.10 a 3.16, que as únicas condições de operação cujos valores variam em regime permanente, após ação do controlo secundário, são as que resultam do novo despacho de geração (G2a, G2b e G2c), definido pelo AGC na área de controlo perturbada

Por comparação das figuras 3.13 a 3.14 e da figura 3.16, é possível observar as diferenças que se verificam na evolução temporal do desvio de potência ativa produzida por um gerador que atinge o seu limite máximo de produção (G2c) e por um gerador que não atinge o seu limite de produção (G2a e G2b).

→ Exemplo 3:

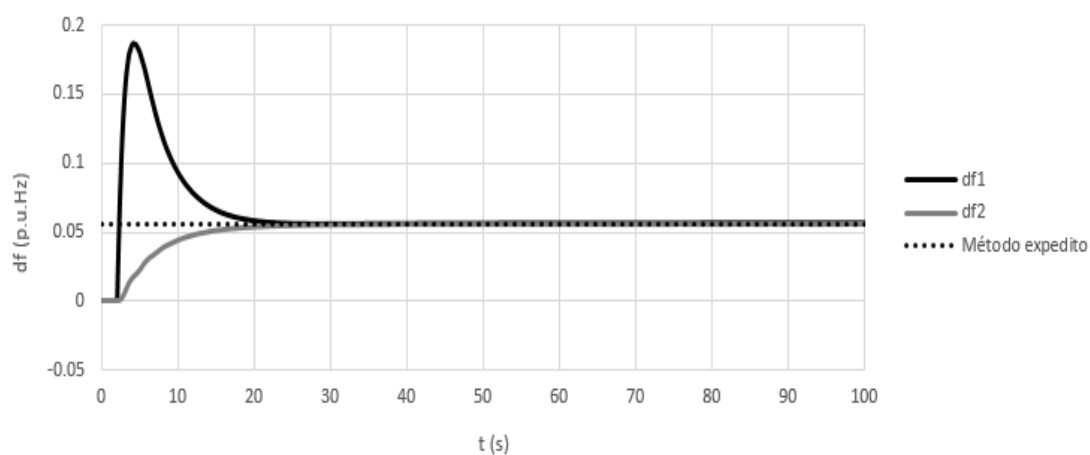


Figura 3.17 - Evolução temporal do desvio de frequência das áreas de controle, no exemplo 3.

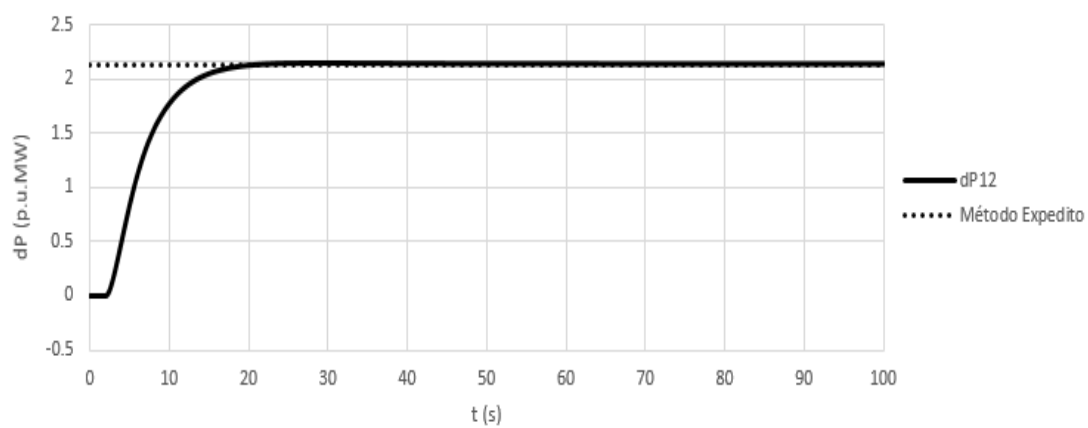


Figura 3.18 - Evolução temporal do desvio de potência exportada pela área de controle 1, no exemplo 3.

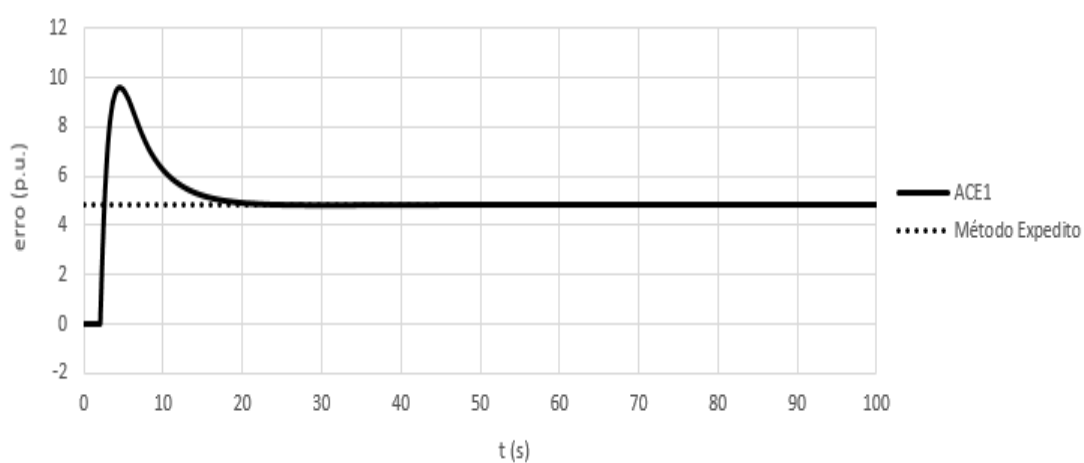
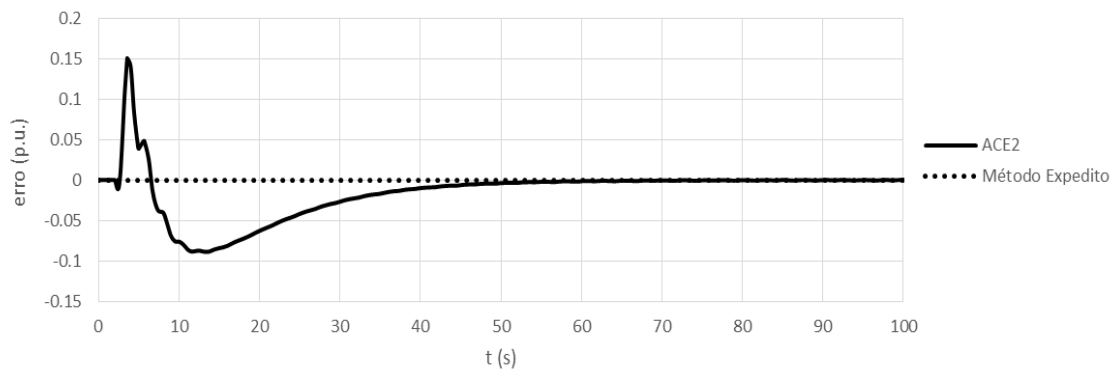
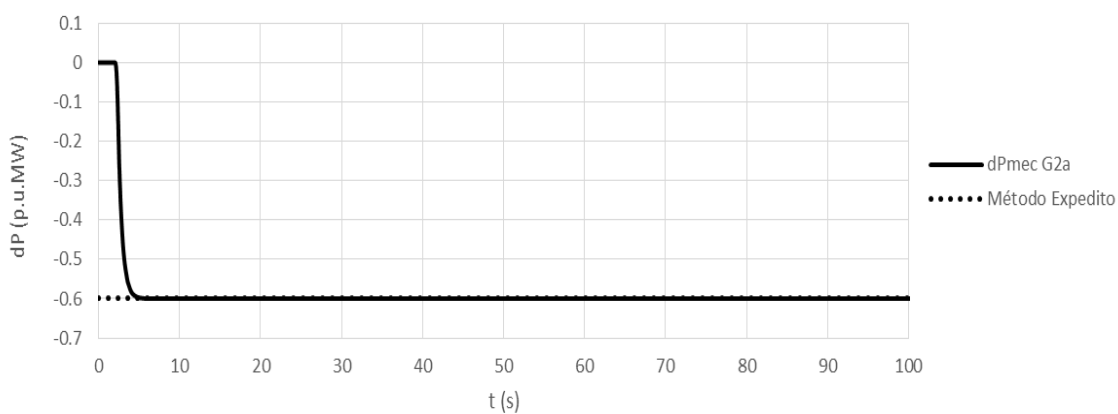


Figura 3.19 - Evolução temporal do ACE da área de controle 1, no exemplo 3.

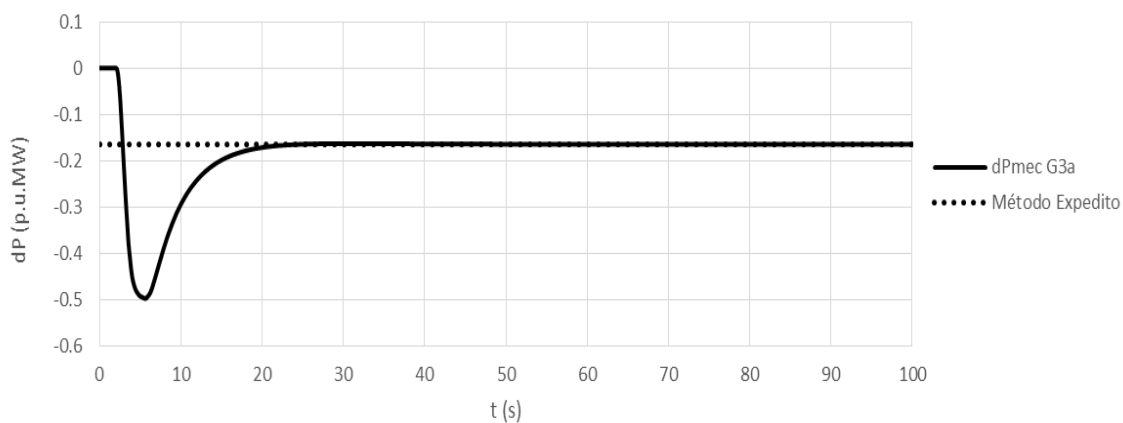




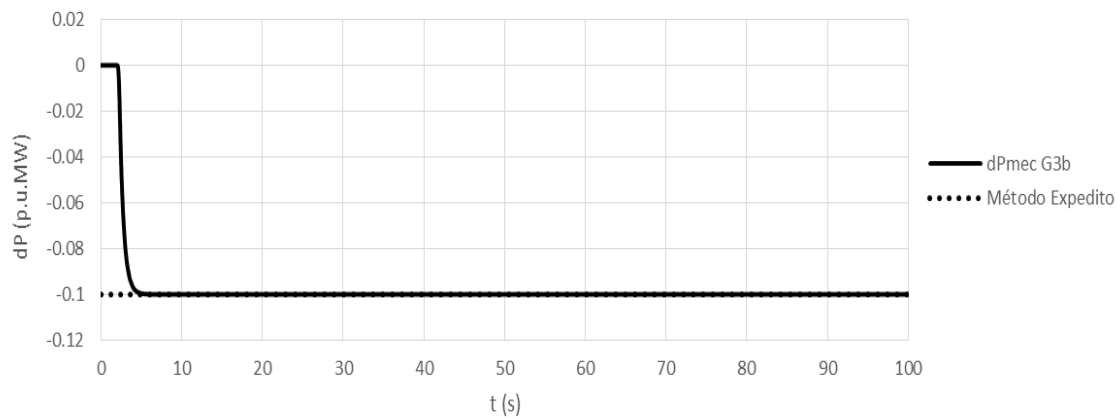
**Figura 3.20** - Evolução temporal do ACE da área de controlo 2, no exemplo 3.



**Figura 3.21** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2a, no exemplo 3.



**Figura 3.22** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3a, no exemplo 3.

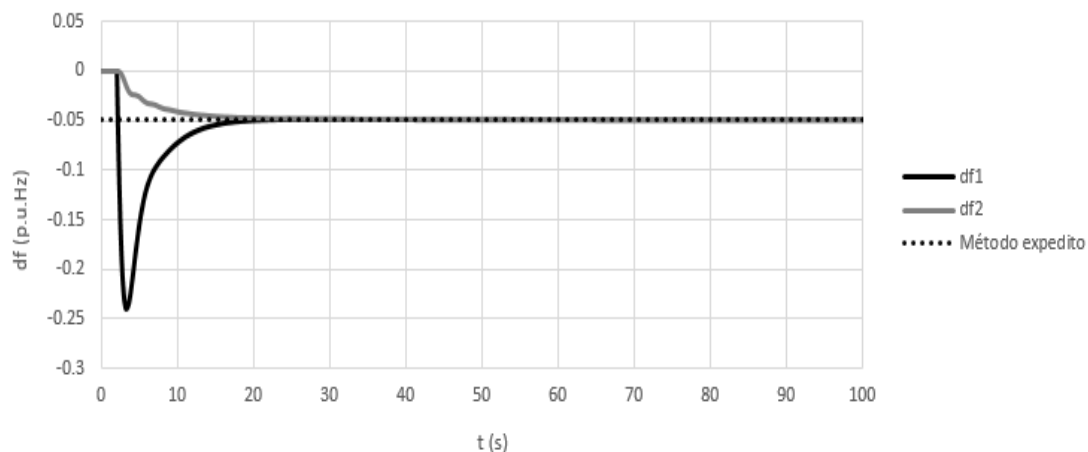


**Figura 3.23** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3b, no exemplo 3.

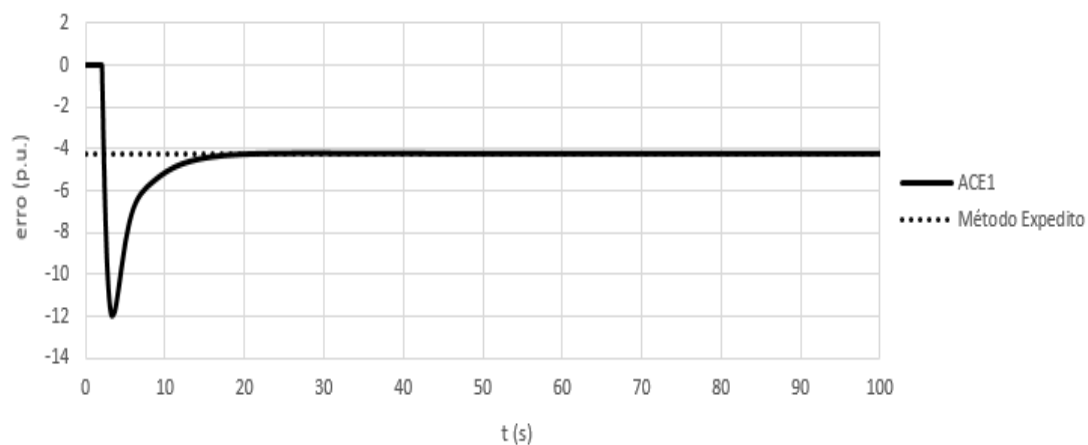
A análise das figuras 3.17 e 3.18 permite verificar que, quando os sistemas AGC estão ativados e a área de controlo perturbada apresenta reserva secundária insuficiente, a frequência e o balanço de potência ativa nas interligações apresentam um valor não nulo em regime permanente, devido à ineficiência do sistema AGC em eliminar os efeitos da perturbação sentida na área de controlo 1. Esta ineficácia traduz-se num valor de ACE não nulo, em regime permanente, como se pode verificar na figura 3.19.

Por comparação da figura 3.22 e das figuras 3.21 e 3.23, é possível observar as diferenças que se verificam na evolução temporal do desvio de potência ativa produzida por um gerador que atinge o seu limite máximo de produção (G2a e G3b) e por um gerador que não atinge o seu limite de produção (G3a).

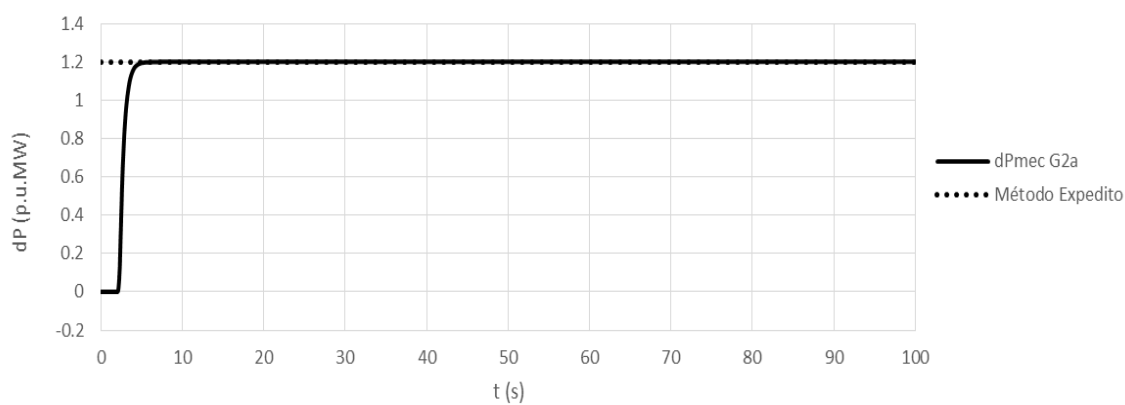
→ Exemplo 4:



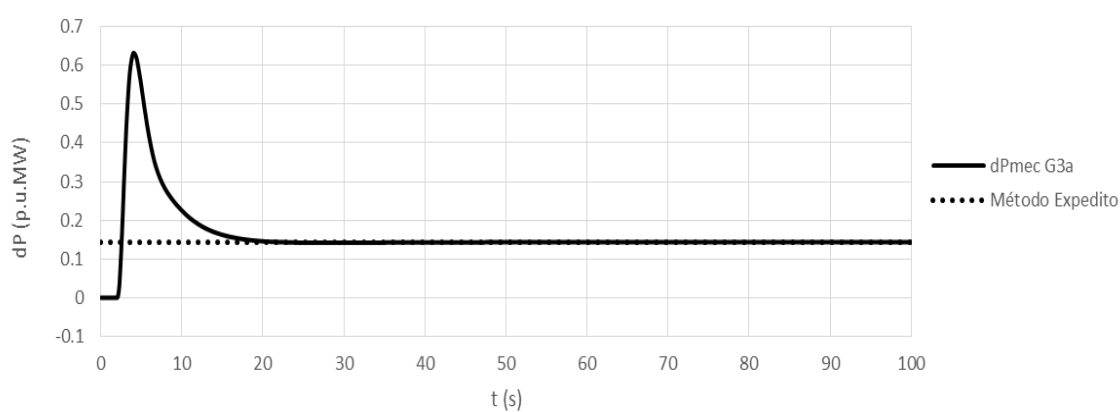
**Figura 3.24** - Evolução temporal do desvio de frequência das áreas de controlo, no exemplo 4.



**Figura 3.25** - Evolução temporal do ACE da área de controlo 1, no exemplo 4.



**Figura 3.26** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G2a, no exemplo 4.



**Figura 3.27** - Evolução temporal do desvio de potência mecânica do gerador G3a, no exemplo 4.

A análise das figuras 3.24 e 3.27 permite retirar conclusões semelhantes às figuras do exemplo 3.

### 3.4 - Conclusões

A análise das figuras 3.6 a 3.27 permite concluir que os resultados obtidos pela ferramenta computacional desenvolvida em VBA são precisamente iguais, em regime permanente, aos resultados fornecidos pela ferramenta de simulação dinâmica implementada no *Simulink* do *Matlab*.

Considera-se então validada a ferramenta computacional desenvolvida em VBA, no que diz respeito ao cálculo expedito das condições de operação em regime permanente de pós-perturbação de um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo interligadas.

## Capítulo 4

# Aplicação de Método Expedito para Estimar a Evolução Temporal da Corrente Nos Ramos de um SEE

No capítulo anterior foi apresentada uma ferramenta computacional, desenvolvida no âmbito da presente dissertação, em VBA, que permite realizar o cálculo praticamente instantâneo das novas condições de despacho de geração e de consumo, definidos pela ação do controlo automático de frequência e potência ativa, em regime permanente de pós-perturbação.

A resolução do problema de trânsito de potências, em que são considerados os novos cenários de produção e consumo de potência ativa definidos pela ferramenta de cálculo expedito, permite ao operador da rede de transmissão conhecer uma estimativa do valor das condições de operação que vão caracterizar o sistema no regime permanente de pós-perturbação, mesmo antes do sistema AGC ter completado a sua ação de controlo. A capacidade de previsão das condições de operação permite ao TSO dispor da informação necessária para detetar possíveis pontos críticos da rede bem como testar manobras preventivas ou corretivas que visam assegurar a segurança e a eficiência global do sistema.

Neste capítulo, é apresentada uma metodologia que possibilita a determinação aproximada da evolução temporal da corrente nas linhas de transmissão de um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, após a ocorrência intempestiva de uma perturbação caracterizada por um aumento súbito da potência ativa consumida por uma das áreas de controlo. O método proposto utiliza os princípios abordados no capítulo anterior para calcular uma estimativa do valor da corrente nas linhas, após a ação do controlo primário e após a ação do controlo secundário de frequência e potência ativa. A partir destes valores e atendendo à corrente inicial que circula nos ramos, em regime permanente de pré-perturbação, é possível esboçar a evolução temporal aproximada da corrente, após ocorrência da perturbação.

A perspetiva de uma melhoria dos resultados obtidos incentivou o desenvolvimento de um processo iterativo que permite modelizar o efeito da variação da tensão nas cargas da área de controlo perturbada.

As metodologias propostas foram aplicadas ao SEE de teste, caracterizado brevemente no capítulo anterior, para estimar a evolução temporal da corrente nos seis ramos do sistema. Os resultados obtidos foram comparados com os dados fornecidos pelo software de simulação dinâmica PlanSys18, aplicado ao mesmo caso de estudo. Assumindo que os resultados do PlanSys18 refletem o real comportamento do sistema, foi possível determinar a precisão das estimativas obtidas, através do cálculo dos erros de aproximação.

## 4.1 - Método Expedito utilizado para estimar a Evolução Temporal da Corrente nos Ramos de um SEE

Nesta secção, é descrito um método expedito utilizado para estimar a evolução temporal da corrente nos ramos de um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, após ocorrência intempestiva de uma perturbação que provoca uma variação do consumo de potência ativa de uma das áreas de controlo.

A partir da metodologia descrita no Capítulo 3 e fazendo uso da ferramenta computacional desenvolvida em VBA, é possível estimar os novos cenários de despacho e de consumo do sistema, definidos em regime permanente de pós-perturbação, pela ação dos sistemas de controlo primário e secundário de frequência-potência ativa. Posteriormente, é resolvido o trânsito de potências para os dois cenários considerados: após a ação do controlo primário (sistemas AGC desativados) e após a ação do controlo secundário. Os resultados do trânsito de potências permitem calcular a corrente nas linhas de transmissão do sistema para cada situação, por aplicação da seguinte equação:

$$I_{if} = \frac{S_{if}}{\sqrt{3} \times V_i}, \quad (4.1)$$

onde,

- $I_{if}$  é o módulo da corrente elétrica que circula do barramento  $i$  para o barramento  $f$  (A);
- $S_{if}$  é o módulo da potência aparente total que circula do barramento  $i$  para o barramento  $f$  (VA) ;
- $V_i$  é o módulo da tensão composta no barramento  $i$  (V);

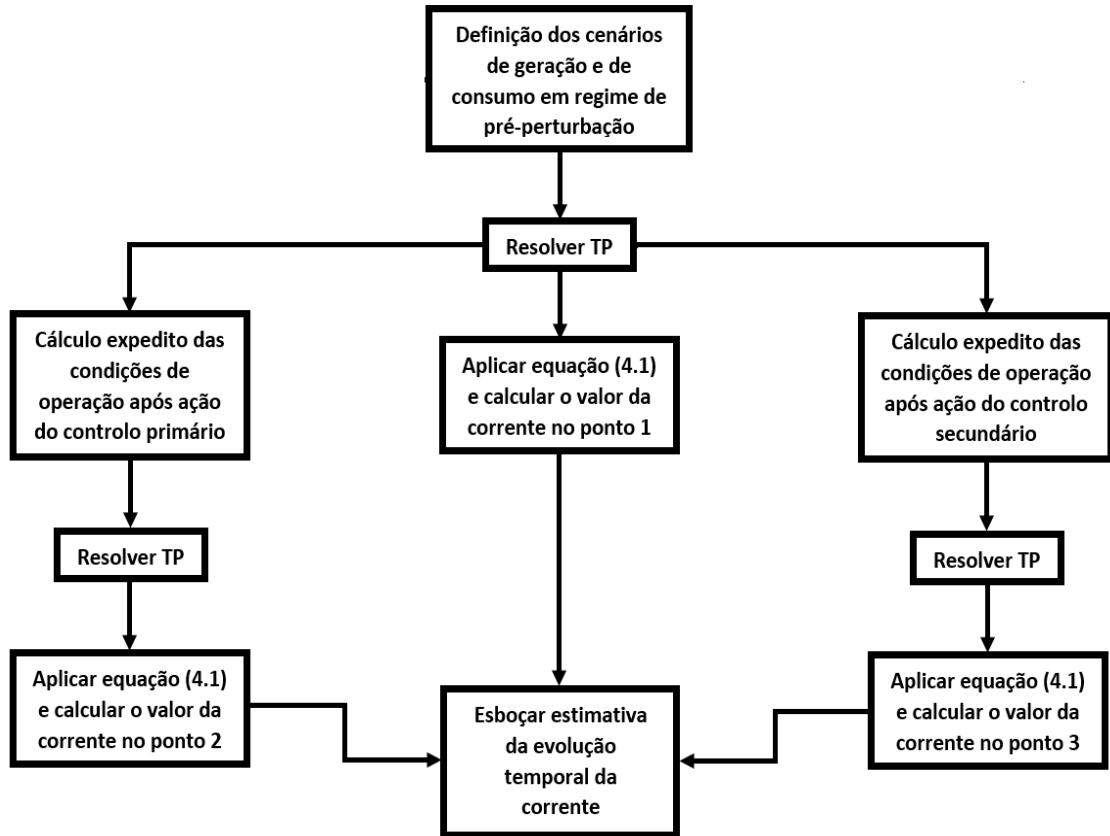
De forma semelhante, a partir do cenário de produção e de consumo inicial, é possível resolver o trânsito de potências e calcular o valor da corrente nas linhas em regime permanente de pré-perturbação, recorrendo à equação (4.1).

Na metodologia proposta neste capítulo, a evolução temporal da corrente de cada linha de transmissão é aproximada pela união gráfica, através de retas, dos três pontos caracterizados de seguida:

- Ponto 1: corrente na linha em regime permanente de pré-perturbação -  $t_0$  (s);
- Ponto 2: corrente na linha em regime permanente de pós-perturbação, após ação do controlo primário -  $t_{CP}$  (s);
- Ponto 3: corrente na linha em regime permanente de pós-perturbação, após ação do controlo secundário -  $t_{CS}$  (s).

Onde  $t_0$  representa o instante em que ocorre a perturbação,  $t_{CP}$  representa o instante em que a ação do controlo primário é concluída e  $t_{CS}$  representa o instante em que a ação do sistema de controlo secundário é finalizada e o sistema atinge o novo regime permanente.

Os passos necessários para aplicar o método proposto estão organizados, sob a forma de um fluxograma, na figura 4.1.



**Figura 4.1** - Fluxograma representativo do método expedito utilizado para estimar a evolução temporal da corrente de uma linha do sistema.

#### 4.1.1 - Modelização do efeito da variação de tensão nas cargas da área de controlo perturbada

De forma a aumentar a precisão dos resultados fornecidos pelo método apresentado na figura 4.1, foi desenvolvido um processo iterativo que permite modelizar o efeito da variação da tensão na potência de carga de cada barramento de consumo, da área de controlo perturbada.

Após o cálculo expedito das condições de operação definidas, quer pela ação do controlo primário, quer pela ação do controlo secundário, e após resolução dos respetivos trânsitos de potências, será calculada a admitância das cargas que se mantêm em serviço no regime de pós-perturbação. Para este efeito, recorre-se à seguinte equação:

$$\underline{Y}_{ci} = \frac{\underline{S}_{ci}^*}{V_i^2} = \frac{P_{ci} - jQ_{ci}}{V_i^2}, \quad (4.2)$$

onde,

- $\underline{Y}_{ci}$  é a admitância da carga do barramento de consumo  $i$  (S);
- $\underline{S}_{ci}$  é a potência aparente total de carga do barramento de consumo  $i$  (VA);
- $V_i$  é o módulo da tensão composta no barramento de consumo  $i$  (V);
- $P_{ci}$  é a potência ativa total de carga do barramento de consumo  $i$  (W);
- $Q_{ci}$  é a potência reativa total de carga do barramento de consumo  $i$  (var).

Na equação (4.2), o valor de  $\underline{S}_{ci}$  é um dos resultados dos trânsitos de potências efetuados após realização dos cálculos expeditos (situação em que a perturbação já se encontra modelizada). A modelização da perturbação é feita por adição da variação de potência ativa de carga correspondente, aos barramentos de consumo afetados.

Em (4.2), o valor de  $V_i$  é retirado dos resultados do trânsito de potências no regime permanente de pré-perturbação.

A partir do valor da admitância das cargas e sabendo que:

$$\underline{Y}_{ci} = |\underline{Y}_{ci}| \times e^{j\varphi} = G_{ci} + jB_{ci}, \quad (4.3)$$

é possível calcular os valores da condutância e da susceptância das cargas, recorrendo às seguintes equações:

$$G_{ci} = |\underline{Y}_{ci}| \times \cos \varphi, \quad (4.4)$$

$$B_{ci} = |\underline{Y}_{ci}| \times \sin \varphi, \quad (4.5)$$

onde,

- $\varphi$  é o argumento da admitância da carga do barramento de consumo  $i$  (°);
- $G_{ci}$  é a condutância da carga do barramento de consumo  $i$  (S);
- $B_{ci}$  é a susceptância da carga do barramento de consumo  $i$  (S);

Os valores de  $\underline{Y}_{ci}$ ,  $G_{ci}$  e  $B_{ci}$  mantêm-se constantes no decorrer do processo iterativo.

Numa primeira iteração, a modelização do efeito da variação da tensão nas cargas da área de controlo perturbada é feita por aplicação das seguintes correções, sobre o valor do consumo em cada barramento:

$$P_{ci}'' = G_{ci} \times V_i^2 + \Delta P d_i, \quad (4.6)$$

$$Q_{ci}'' = -B_{ci} \times V_i^2. \quad (4.7)$$

Nas equações (4.6) e (4.7), o valor de  $V_i$  é retirado do trânsito de potências resolvido após o cálculo expedito das condições de operação em regime permanente de pós-perturbação. Será a variação entre valor e o retirado do trânsito de potência resolvido antes da ocorrência da perturbação, que irá provocar a correção das cargas.



Recorde-se do Capítulo 3 (equação (3.8)) que  $\Delta Pd$  reflete a variação do valor da potência ativa de uma carga, devida ao desvio de frequência imposto pela perturbação.

A variação do consumo de potência ativa que resulta da aplicação da equação (4.6) terá de ser despachada pelas máquinas do sistema, sendo então necessário realizar novo cálculo expedito, em que a perturbação considerada é caracterizada por:

$$\Delta P_{c1}' = \sum_{i=1}^n P_{ci}'' - \sum_{i=1}^n P_{ci}' = \sum_{i=1}^n (G_{ci} \times V_i^2 + \Delta Pd_i) - \sum_{i=1}^n (P_{ci} + \Delta Pd_i), \quad (4.8)$$

onde,

- $P_{ci}$  é o valor da potência ativa de carga do barramento de consumo  $i$ , após modelização da perturbação (W);
- $P_{ci}'$  é o valor de  $P_{ci}$  corrigido para modelizar a variação da potência ativa de carga, devido ao desvio de frequência imposto pela perturbação (W);
- $P_{ci}''$  é o valor de  $P_{ci}'$  corrigido para modelizar a variação da potência ativa de carga, associada à variação de tensão (W);
- $n$  é o número de barramentos de consumo da área de controlo perturbada.

A nova perturbação provoca um novo desvio de frequência do sistema (que pode ser nulo, caso os sistemas AGC estejam ativados e a área de controlo perturbada possua reserva secundária suficiente para anular a nova perturbação) e, conseqüentemente, um novo valor de  $\Delta Pd_i$  para cada carga. Proceda-se então a novo cálculo de  $P_{ci}'$  (note-se que o  $P_{ci}$  desta nova iteração equivale ao  $P_{ci}''$  da primeira iteração),  $Q_{ci}''$  e de  $P_{ci}''$ , num processo iterativo que termina quando os critérios de convergência forem satisfeitos.

Os critérios de convergência utilizados na aplicação deste método são definidos pelas seguintes inequações:

$$\left| \sum_{i=1}^n P_{ci}'' - \sum_{i=1}^n P_{ci}' \right| < \varepsilon, \quad (4.9)$$

$$\left| \sum_{i=1}^n Q_{ci}'' - \sum_{i=1}^n Q_{ci} \right| < \varepsilon, \quad (4.10)$$

Os valores arbitrados para  $\varepsilon$  foram de 0,00005 p.u., para uma base de potência do sistema de 100 MVA.

Os passos necessários para aplicar o método proposto nesta subsecção estão organizados, sob a forma de um fluxograma, na figura 4.2.

Na figura 4.2 estão apenas apresentadas as etapas que permitem calcular dois dos três pontos necessários para esboçar a estimativa da evolução temporal da corrente. Os passos seguidos para calcular o ponto 3 são semelhantes aos utilizados para calcular o ponto 2, mas aplicados ao controlo secundário de frequência-potência ativa, pelo que não foram representados.

O método da figura 4.2 apresenta uma exceção à regra, que corresponde ao caso em que os sistemas AGC estão ativados e a área de controlo perturbada apresenta reserva secundária

insuficiente para anular os efeitos da perturbação (Situação 3). Nesta situação, a nova perturbação, calculada após correção da carga, será caracterizada pela seguinte expressão:

$$\Delta P_{c1}' = \Delta P_{c1} + \left( \sum_{i=1}^n P_{ci}'' - \sum_{i=1}^n P_{ci}' \right), \quad (4.11)$$

onde  $\Delta P_{c1}$  modeliza a perturbação inicial.

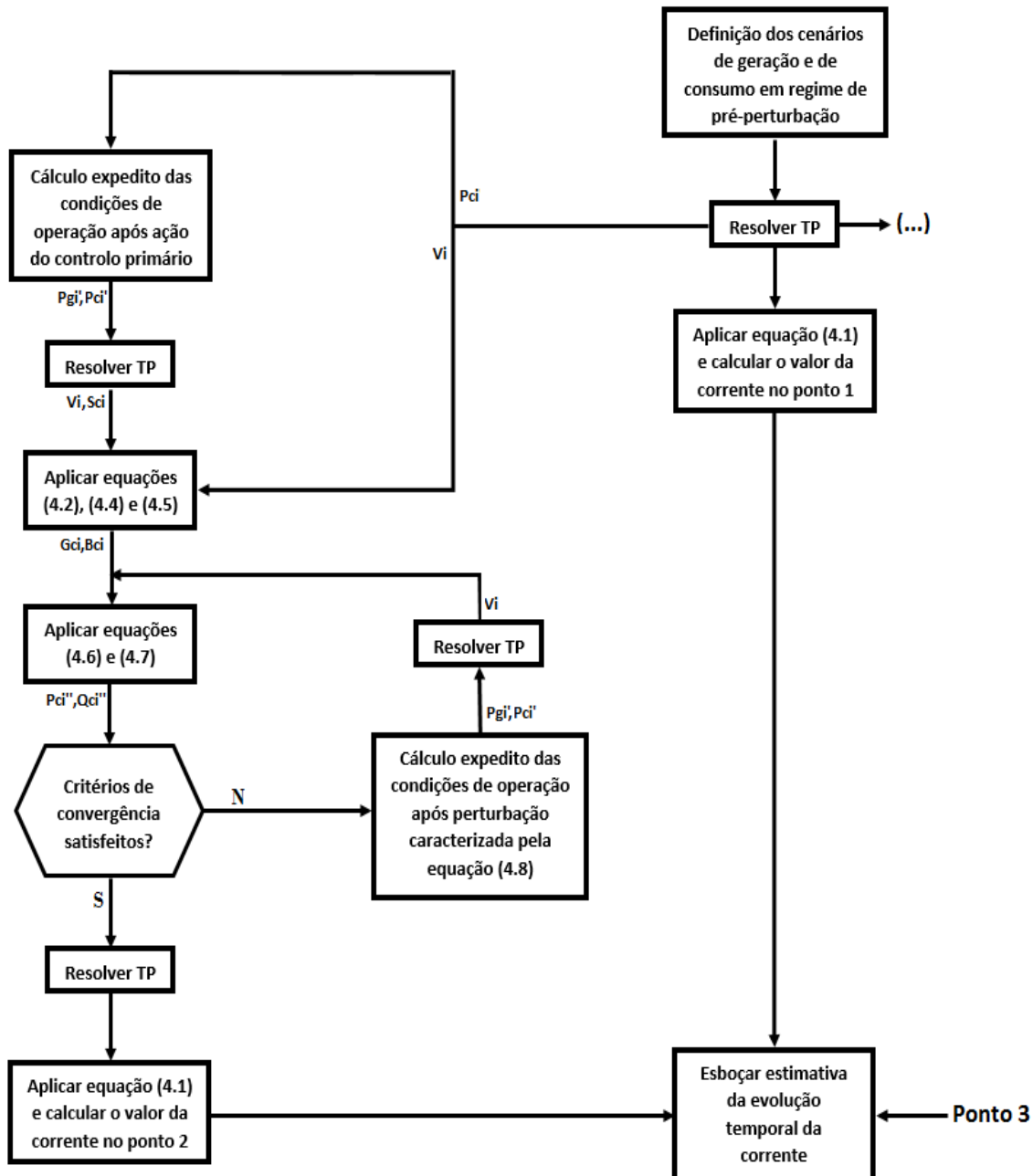


Figura 4.2 - Fluxograma representativo do método expedito proposto nesta secção, com modelização do efeito da variação de tensão nas cargas da área de controlo perturbada.

## 4.2 - Caracterização do SEE de Teste

O sistema elétrico de energia que será utilizado para teste da metodologia apresentada na secção anterior foi caracterizado brevemente no Capítulo 3 (subsecção 3.3.1) e está representado na figura 3.5.

Nesta secção, será efetuada uma caracterização detalhada do caso de estudo, sendo apresentados os dados e informações necessários para interpretar os resultados obtidos na secção 4.3 deste capítulo. A caracterização completa do caso de estudo está disponível no anexo desta dissertação, onde são apresentados todos os dados utilizados para resolução dos trânsitos de potências, assim como os dados que caracterizam o modelo dinâmico completo do sistema.

A análise da figura 3.5 permite verificar que o sistema de teste é composto por seis linhas de transmissão e por seis transformadores de potência, identificados nas seguintes tabelas:

**Tabela 4.1** - Identificação das linhas de transmissão do sistema de teste.

Identificação	Barramento de Origem	Barramento de Destino
Linha 1	B4	B5
Linha 2	B4	B6
Linha 3	B5	B7
Linha 4	B6	B9
Linha 5	B7	B8
Linha 6	B8	B9

**Tabela 4.2** - Identificação dos transformadores de potência do sistema de teste.

Identificação	Localização
Transformador 1	B1-B4
Transformador 2	B10-B4
Transformador 3	B11-B4
Transformador 4	B2-B7
Transformador 5	B12-B7
Transformador 6	B13-B7
Transformador 7	B3-B9
Transformador 8	B14-B9
Transformador 9	B15-B9

De acordo com a figura 3.5, a área de controlo 1 do sistema de teste dispõe de dois grupos geradores (G2 e G3). O grupo G2 é composto por três máquinas térmicas (G2a, G2b e G2c) e o grupo G3 é composto por três máquinas hídricas (G3a, G3b e G3c). Por sua vez, a área de controlo 2 dispõe de um grupo de geradores (G1) composto por três geradores térmicos (G1a, G1b e G1c).

Os dados dos geradores do sistema, complementares aos dados representados na tabela 3.1, são ilustrados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Dados dos geradores do sistema de teste.

Gerador	Un (kV)	Sn (MVA)	Pg mínimo (MW)	Pg máximo (MW)	AVR
G1a	11	83	34	68	Sim
G1b	11	83	34	68	Sim
G1c	11	83	34	68	Sim
G2a	11	83	34	68	Sim
G2b	11	83	34	68	Sim
G2c	11	83	34	68	Sim
G3a	6.6	44	12	36	Sim
G3b	6.6	44	12	36	Sim
G3c	6.6	44	12	36	Sim

Onde,

- $Un$  é o valor nominal da tensão;
- $Sn$  é o valor nominal da potência aparente;
- $Pg\text{ mínimo}$  é o limite mínimo da produção de potência ativa do gerador;
- $Pg\text{ máximo}$  é o limite máximo da produção de potência ativa do gerador;
- $AVR(Automatic Voltage Regulation)$  define se os geradores possuem ou não regulação de tensão automática.

A análise da figura 3.5 permite verificar que a totalidade da carga do sistema está localizada na área de controlo 1 e é distribuída por três barramentos de consumo. Os dados de cada carga do sistema estão ilustrados na tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Dados das cargas do sistema de teste.

Identificação	Localização	Pc (MW)	Qc (Mvar)
Carga 1	B5	125	50
Carga 2	B6	90	30
Carga 3	B8	100	35

Neste capítulo, pretende-se aplicar as metodologias descritas na secção 4.1 para estimar a evolução temporal da corrente que percorre as seis linhas do sistema de teste, após ocorrência intempestiva de uma perturbação que provoca um aumento do consumo de potência ativa de 50 MW no barramento B8 da área de controlo 1. Para este efeito, atendendo às figuras 4.1 e 4.2, é necessário começar por definir os cenários de consumo e de geração que caracterizam o sistema no regime permanente de pré-perturbação. O cenário de consumo é definido pelos dados da tabela 4.4. Contudo, para definir o cenário de geração, é necessário resolver o problema de escalonamento e pré-despacho, descrito de seguida.

#### 4.2.1 - Escalonamento e pré-despacho de geração

O conjunto de decisões que leva à atribuição de uma certa carga a cada um dos geradores do sistema elétrico de energia começa pela definição das máquinas que, num determinado

período, estarão em funcionamento [16]. A este processo dá-se o nome de escalonamento (*unit commitment*, na literatura anglo-saxónica) dos grupos geradores.

Para cada grupo de geradores do SEE de teste existem quatro possíveis cenários de escalonamento, desde aquele em que nenhuma máquina está ligada até ao cenário em que as três máquinas estão ligadas. Assim, para os três grupos de geradores, existe um conjunto de 63 possíveis cenários de escalonamento ( $4^3 - 1$ ), desprezando, à partida, o cenário em que não existe nenhum gerador em serviço.

As restrições que permitem determinar os cenários viáveis, de entre o conjunto de 63 possíveis, são apresentadas de seguida:

$$Pmin_i < Pc_{Pré-p} + p, \quad (4.12)$$

$$Pmax_i > Pc_{Pré-p} + p, \quad (4.13)$$

$$Pmax_i - (Pc_{Pré-p} + p) > RG_{min}, \quad (4.14)$$

onde,

- $Pmin_i$  representa o somatório dos limites mínimos de produção de potência ativa dos geradores em serviço, no cenário de escalonamento  $i$ ;
- $Pmax_i$  representa o somatório dos limites máximos de produção de potência ativa dos geradores em serviço, no cenário de escalonamento  $i$ ;
- $Pc_{Pré-p}$  é a carga ativa total do sistema, antes da ocorrência da perturbação;
- $p$  é a potência ativa de perdas do sistema;
- $RG_{min}$  é o valor mínimo definido para a reserva girante do sistema.

Note-se que a carga ativa total do sistema antes da ocorrência da perturbação é de 315 MW, correspondente à soma dos valores da terceira coluna da tabela 4.4. O valor das perdas de potência ativa foi estimado inicialmente em 4,6 MW.

O valor mínimo estabelecido para a reserva girante do sistema equivale ao limite máximo de produção de potência ativa da maior máquina em serviço, para cada cenário. Por outras palavras, pretende-se garantir que o sistema tem capacidade disponível para alimentar o consumo total (carga e perdas), no caso de avaria da maior máquina em serviço. Sendo assim, atendendo aos dados da tabela 4.3, nos cenários em que apenas estão em serviço geradores do grupo G3, o valor de  $RG_{min}$  será de 36 MW. Para os restantes cenários,  $RG_{min}$  terá o valor de 68 MW.

Dos 63 cenários possíveis, apenas oito obedecem às restrições impostas pelas equações (4.12) a (4.14). O escalonamento de geração de cada cenário viável é ilustrado na tabela 4.5.

No que diz respeito ao problema de escalonamento descrito nesta subsecção, os geradores de um mesmo grupo (G1, G2 ou G3) são idênticos, pois apresentam os mesmos limites de produção de potência ativa.

Sem informação disponível acerca dos custos de arranque e de funcionamento associados a cada máquina do SEE de teste, não é possível aplicar os princípios do despacho económico para discriminar a solução ótima do problema de escalonamento e de pré-despacho das unidades geradoras. Tal não constitui um problema pois o objetivo principal deste capítulo consiste em

testar a metodologia descrita na secção 4.1, pelo que não é necessário minimizar os custos associados ao despacho de geração.

Tabela 4.5 - Escalonamento de geração dos cenários viáveis.

Geradores em Serviço						
Identificação	G1	G2	G3	Pmin (MW)	Pmax (MW)	RG
Cenário 1	2	3	2	194	412	92.4
Cenário 2	2	3	3	206	448	128.4
Cenário 3	3	2	2	194	412	92.4
Cenário 4	3	2	3	206	448	128.4
Cenário 5	3	3	0	204	408	88.4
Cenário 6	3	3	1	216	444	124.4
Cenário 7	3	3	2	228	480	160.4
Cenário 8	3	3	3	240	516	196.4

Para testar a metodologia proposta neste capítulo, foram escolhidos os cenários de escalonamento 5 e 8, identificados na tabela 4.5, por apresentarem o menor e o maior valor de reserva girante disponível, respetivamente.

De seguida, será resolvido o problema de pré-despacho que visa determinar a alocação do consumo aos geradores do SEE de teste que estão em serviço, para cada um dos cenários de escalonamento considerados.

Para determinar a potência ativa despachada a cada gerador do sistema, é necessário começar por distribuir o valor da reserva girante total, associado a cada cenário, pelos grupos produtores do sistema (G1, G2 e G3). Esta distribuição é feita de forma proporcional ao quociente da capacidade de produção de cada grupo pela capacidade de produção total do sistema, por aplicação da seguinte equação:

$$RG_{Gk,i} = \frac{N_{Gk,i} \times Pgmax_{Gk}}{Pmax_i} \times RG_i, \quad \text{para } k = 1, 2 \text{ e } 3 \quad (4.15)$$

onde,

- $RG_{Gk,i}$  é o valor da reserva girante associada ao grupo  $Gk$ , para o cenário de escalonamento  $i$ ;
- $RG_i$  é a reserva girante total do sistema no cenário de escalonamento  $i$ ;
- $N_{Gk,i}$  representa o número de geradores em serviço no grupo  $Gk$ , para o cenário de escalonamento  $i$ ;
- $Pgmax_{Gk}$  é o limite máximo de produção de cada gerador do grupo  $Gk$ ;

Os valores de  $RG_i$ ,  $Pmax_i$  e  $N_{Gk,i}$  são retirados diretamente da tabela 4.5. O valor de  $Pmax_{Gk}$  é retirado da tabela 4.3.

Sabendo os valores de  $RG_{G1}$ ,  $RG_{G2}$  e  $RG_{G3}$  para cada cenário, aplica-se a equação (4.16) para calcular a potência ativa produzida por cada grupo de geradores.

$$Pg_{Gk,i} = N_{Gk,i} \times Pgmax_{Gk} - RG_{Gk,i}, \quad \text{para } k = 1, 2 \text{ e } 3 \quad (4.16)$$

onde  $Pg_{Gk,i}$  representa a potência ativa despachada a cada grupo  $Gk$ , no cenário de escalonamento  $i$ .

Por fim, para cada cenário de escalonamento escolhido, a produção individual de cada máquina do grupo genérico  $Gk$  equivale ao quociente de  $Pg_{Gk}$  pelo  $N_{Gk}$ .

Os dados do despacho de geração, calculados para cada cenário escolhido, estão organizados na seguinte tabela.

**Tabela 4.6** - Despacho de geração para cada cenário de escalonamento escolhido.

Gerador	Pg (MW)	
	Cenário 5	Cenário 8
G1a	53.267	42.118
G1b	53.267	42.118
G1c	53.267	42.118
G2a	53.267	42.118
G2b	53.267	42.118
G2c	53.267	42.118
G3a	0	22.298
G3b	0	22.298
G3c	0	22.298

Estando definidos os cenários de consumo (tabela 4.4) e de produção (tabela 4.6) de potência ativa que caracterizam o SEE de teste antes da ocorrência da perturbação, é possível aplicar a metodologia proposta na seção 4.1 deste capítulo e estimar a evolução temporal da corrente nas linhas aquando da ocorrência de uma perturbação, caracterizada por um aumento de carga de 50 MW na área de controlo 1.

### 4.3 - Apresentação e Validação dos Resultados Obtidos

Nesta secção procede-se à apresentação e análise crítica de alguns dos resultados intermédios e finais obtidos por aplicação das metodologias expeditas, representadas nas figuras 4.1 e 4.2, ao SEE de teste.

Para validação dos resultados obtidos, foi necessário introduzir os dados do modelo dinâmico completo do SEE de teste, os dados necessários à resolução do trânsito de potências e os dados da perturbação na ferramenta computacional de simulação dinâmica denominada *PlanSys18*, facultada pela professora orientadora desta dissertação. Assume-se que os resultados fornecidos pelo *PlanSys18* refletem o verdadeiro comportamento do sistema, aquando da ocorrência da perturbação. Desta forma, os dados fornecidos pelo *PlanSys18* permitem quantificar a precisão das estimativas obtidas por aplicação das metodologias descritas na secção 4.1, através do cálculo dos erros.

Os erros das aproximações considerados nesta dissertação são definidos, para uma grandeza genérica  $y$ , pelas seguintes equações [17]:

$$\Delta\hat{y} = y - \hat{y}, \quad (4.17)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\Delta \hat{y}_i)^2}{n}}, \quad (4.18)$$

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |\Delta \hat{y}_i|}{n} \quad (4.19)$$

onde,

- $y$  é o valor exato;
- $\hat{y}$  é o valor aproximado;
- $\Delta \hat{y}$  representa o erro de aproximação;
- $RMSE$  ou  $RMSD$  é o erro quadrático médio de um conjunto de  $n$  aproximações;
- $MAE$  é o erro absoluto médio de um conjunto de  $n$  aproximações.

Para cada cenário de geração estudado, são apresentados pelo menos os seguintes resultados:

- Despacho de potência ativa e reativa definido por ação de controlo primário;
- Despacho de potência ativa e reativa definido por ação do controlo secundário;
- Evolução temporal da corrente nas linhas após ação do controlo primário;
- Evolução temporal da corrente nas linhas após ação do controlo secundário;

Para cada ponto mencionado, apresentam-se os resultados obtidos por aplicação do método expedito original (Método 1 - figura 4.1), por aplicação do método expedito com correção de carga devido à variação de tensão (Método 2 - figura 4.2) e por aplicação do simulador dinâmico (*PlanSys18*).

#### 4.3.1 - Despacho de potência ativa e reativa

Nesta subsecção, são apresentados os valores do despacho de potência ativa e reativa obtidos por aplicação das metodologias propostas na secção 4.1 deste capítulo aos dois cenários de geração escolhidos para o SEE de teste.

→ Cenário 8

Para analisar os resultados obtidos, no que diz respeito ao despacho de potência ativa e reativa, começamos por ilustrar as margens de reserva dos geradores do sistema, para o cenário 8.



Tabela 4.7 - Margem de reserva dos geradores, para o cenário de geração 8.

Gerador	Pg (MW)	Pmax (MW)	Margem Reserva(MW)	AGC
G1a	42.118	68	25.882	Sim
G1b	42.118	68	25.882	Sim
G1c	42.118	68	25.882	Sim
G2a	42.118	68	25.882	Sim
G2b	42.118	68	25.882	Sim
G2c	42.118	68	25.882	Sim
G3a	22.298	36	13.702	Não
G3b	22.298	36	13.702	Não
G3c	22.298	36	13.702	Não

Como se pode verificar, para o cenário de geração 8, o conjunto dos geradores em serviço na área de controlo 1 que participam na ação do AGC (grupo G2) apresenta uma reserva secundária suficiente (aproximadamente 77,7 MW) para anular a perturbação sentida, caracterizada por um aumento de carga de 50 MW. Sendo assim, caso os sistemas AGC estejam ativados, o estado do sistema é equivalente à Situação 2, caracterizada no capítulo 3 desta dissertação. Na Situação 2, aplicada ao sistema de teste, deve verificar-se que as únicas máquinas cujo despacho é alterado em regime permanente de pós-perturbação, são os geradores do grupo G2.

De seguida é apresentada a evolução temporal da potência ativa gerada pelos geradores G1a, G2a e G3a do sistema de teste, fornecida pelo *software* de simulação dinâmica *PlanSys18*.

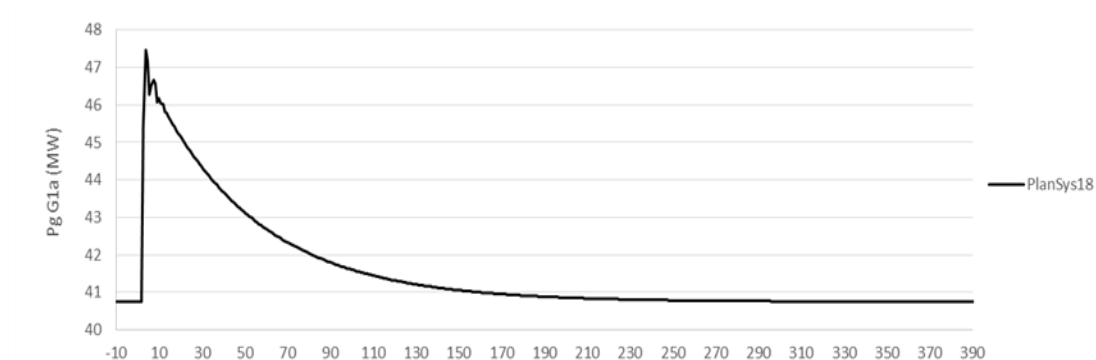


Figura 4.3 - Evolução temporal da potência ativa gerada por G1a, definida pela ação dos sistemas AGC.

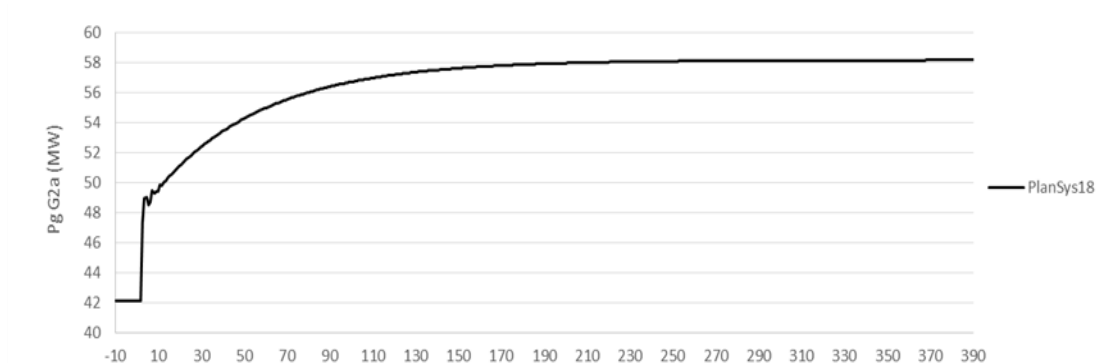
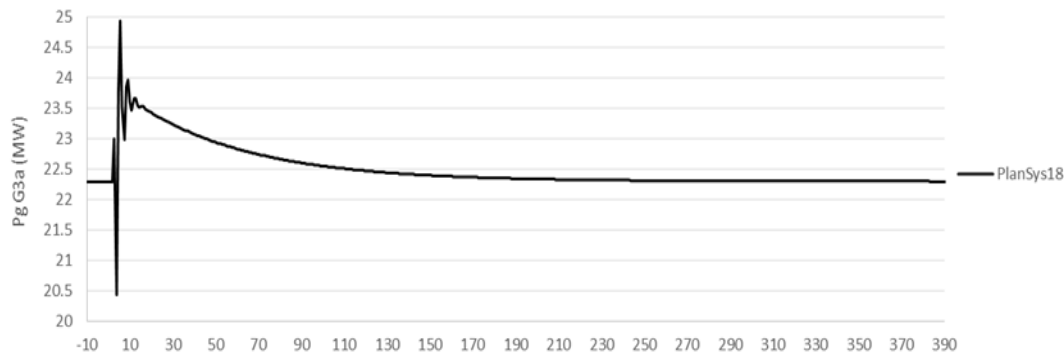


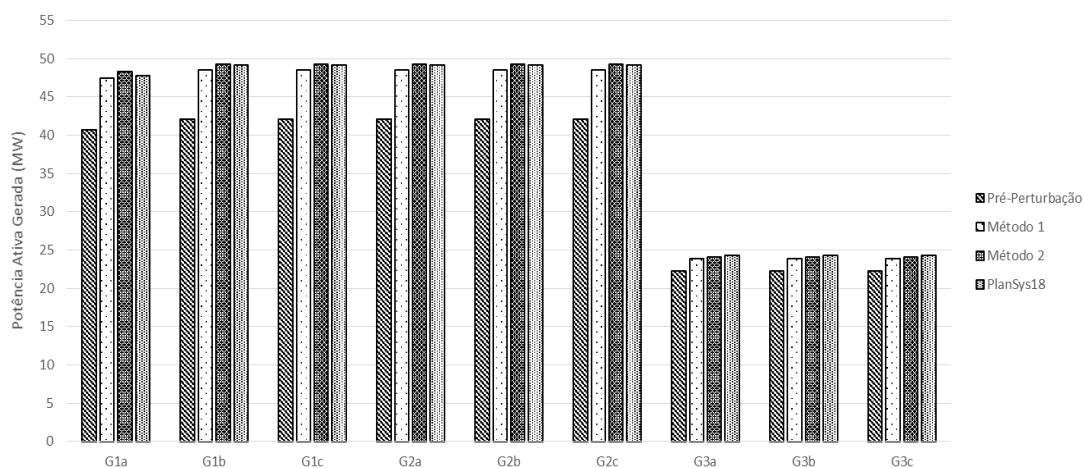
Figura 4.4 - Evolução temporal da potência ativa gerada por G2a, definida pela ação dos sistemas AGC.



**Figura 4.5** - Evolução temporal da potência ativa gerada por G3a, definida pela ação dos sistemas AGC.

A análise das figuras representadas permite confirmar que o único gerador com variação não nula da potência ativa gerada, em regime permanente de pós-perturbação, é o G2a do grupo G2.

Na figura seguinte são apresentados os resultados obtidos para o despacho de potência ativa definido pela ação do controlo primário (sistemas AGC desativados).



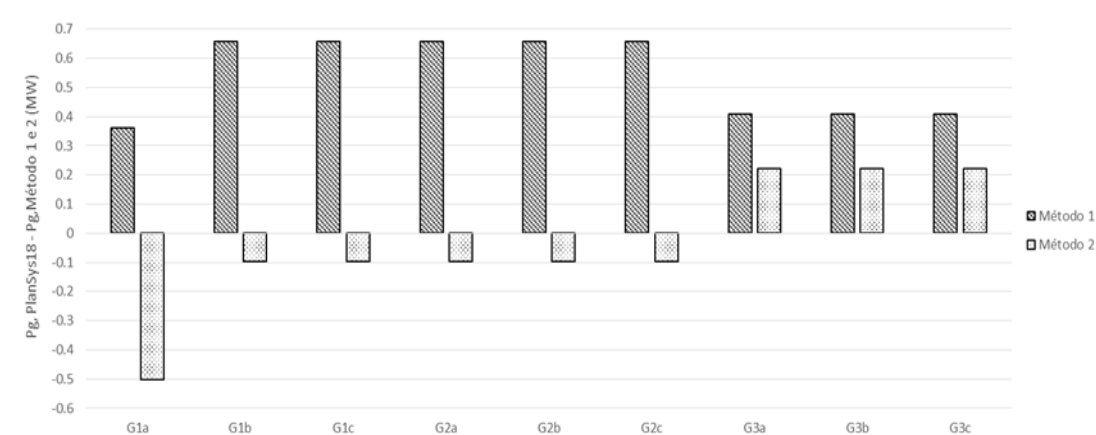
**Figura 4.6** - Despacho de potência ativa, definido por ação do controlo primário, no cenário 8.

Quando os sistemas AGC estão desativados, a variação do despacho de cada gerador do sistema de teste será proporcional ao inverso do estatismo. Assim, para um desvio de frequência comum, quanto maior for o valor do inverso do estatismo, maior será o desvio de produção. Os valores do inverso do estatismo de cada gerador do sistema de teste estão representados na tabela 3.1. A análise da mesma permite verificar que os geradores do grupo G1 e G2 apresentam o mesmo valor do inverso do estatismo, superior ao dos geradores do grupo G3. Desta forma, os geradores do grupo G1 e G2 vão experimentar o mesmo aumento de produção de potência ativa, superior ao dos geradores do grupo G3, tal como se pode verificar na figura 4.6.

Na figura 4.6, a máquina G1a está a produzir um valor de potência ativa ligeiramente inferior aos restantes geradores do grupo G1, nos regimes permanentes de pré e pós-perturbação. Esta ligeira diferença deve-se ao erro associado à estimativa de perdas efetuada no estudo de escalonamento e pré-despacho de geração. Relembre-se, da subsecção 4.2.1 do presente capítulo, que o valor estimado para as perdas ativas do sistema foi de 4,6 MW. Na realidade, o valor das perdas do sistema é de aproximadamente 3,2 MW, pelo que o erro por

excesso da aproximação será alocado às unidades geradores conectadas diretamente ao barramento de compensação e referência, causando a diminuição da potência ativa produzida pelas mesmas. Tal como se pode verificar no anexo desta dissertação, onde estão disponibilizados os dados necessários à resolução do trânsito de potências do SEE de teste, o barramento de referência é o B1, ao qual se encontra ligado o gerador G1a.

Na figura seguinte são ilustrados os erros de aproximação do despacho de potência ativa definido pela ação do controlo primário, associados à aplicação do método expedito original (Método 1) e do método expedito com correção de carga devido à variação da tensão (Método 2). Como já foi mencionado, o valor dos erros é calculado assumindo que os resultados fornecidos pelo *PlanSys18* refletem o comportamento real do sistema.

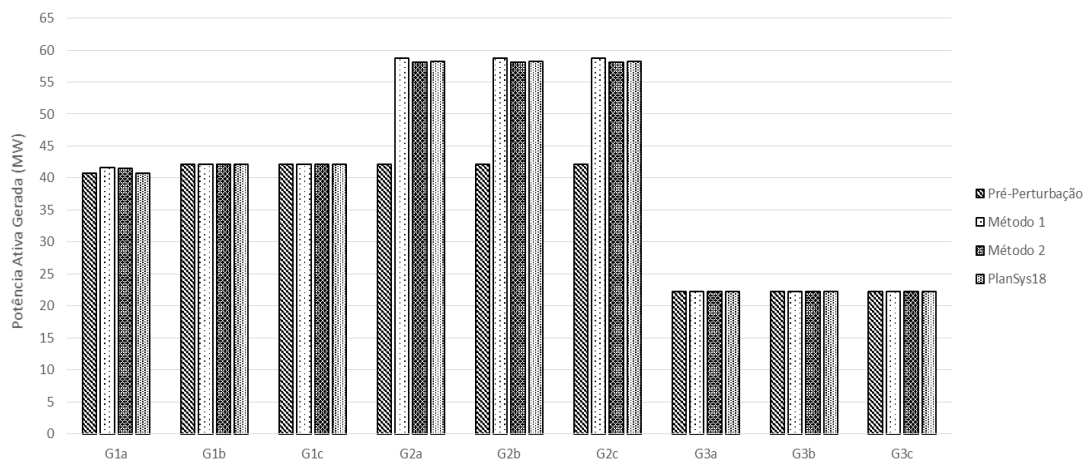


**Figura 4.7** - Erros de aproximação do despacho de potência ativa, definido pelo controlo primário, no cenário 8.

Note-se que o erro máximo do método expedito 1 é de aproximadamente 0,65 MW (G1b, G1c e grupo G2). Por sua vez, o erro máximo do método expedito 2 está próximo de -0,5 MW (G1a).

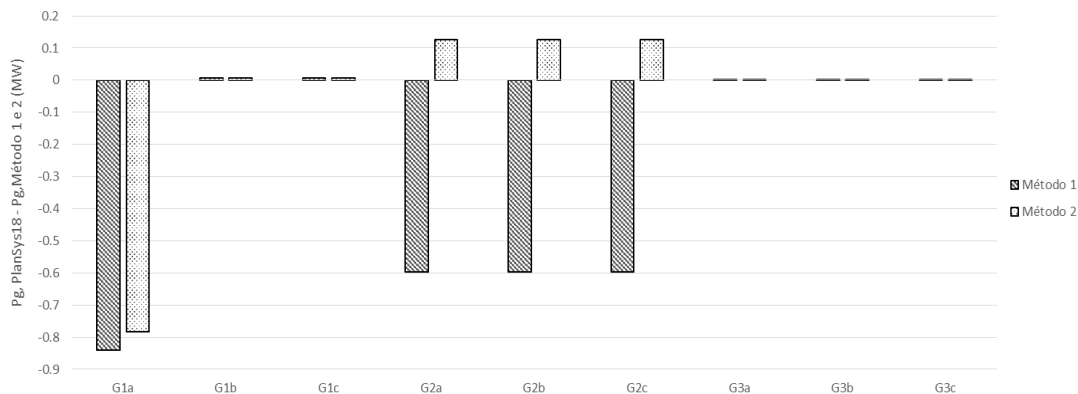
Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 0,5572 e 0,2225 MW. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 0,6552 e 0,1835 MW, respetivamente, para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

Na figura 4.8 são apresentados os resultados obtidos para o despacho de potência ativa definido pela ação do controlo secundário. A análise da mesma permite verificar que, quando os sistemas AGC estão ativos, os geradores do grupo G2 apresentam o mesmo aumento de produção. Relembrando os princípios abordados no capítulo 3, quando o estado do sistema é caracterizado pela Situação 2, o redespacho das máquinas da área de controlo perturbada que participam no AGC é calculado a partir do valor do fator de participação de cada gerador, através da equação (3.9). Assim, um valor comum para o aumento da produção de potência ativa implica, necessariamente, um valor comum para os fatores de participação dos geradores do grupo G2, neste caso de 1/3.



**Figura 4.8** - Despacho de potência ativa, definido por ação do controlo secundário, no cenário 8.

Na seguinte figura são ilustrados os erros de aproximação do despacho de potência ativa, definido pela ação do controlo secundário.

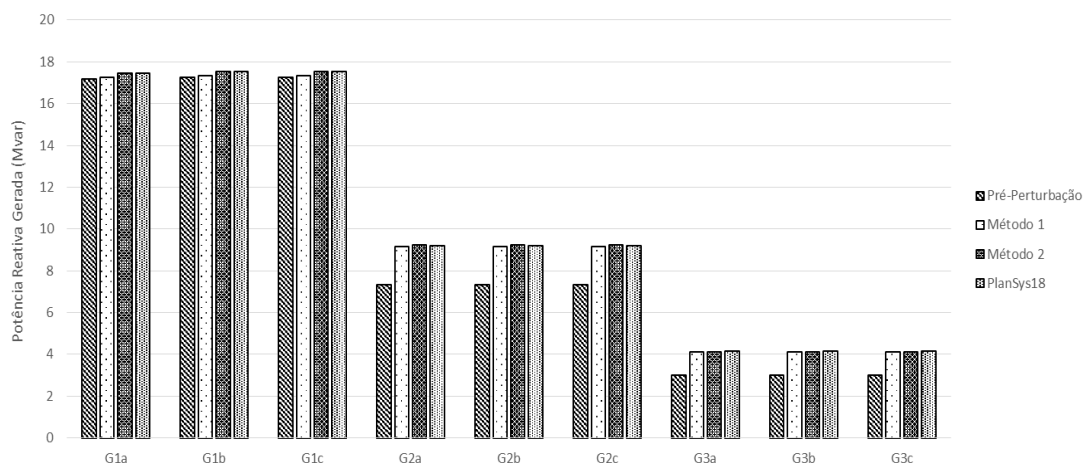


**Figura 4.9** - Erro da aproximação do despacho de potência ativa, definido pelo controlo secundário, no cenário 8.

A análise da figura 4.9 permite verificar que o erro máximo do método expedito 1 foi de aproximadamente -0,84 MW (G1a) e o erro máximo do método expedito 2 está próximo de -0,78 MW (G1a).

Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 0,4438 e 0,2710 MW. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 0,2941 e 0,1312 MW, respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

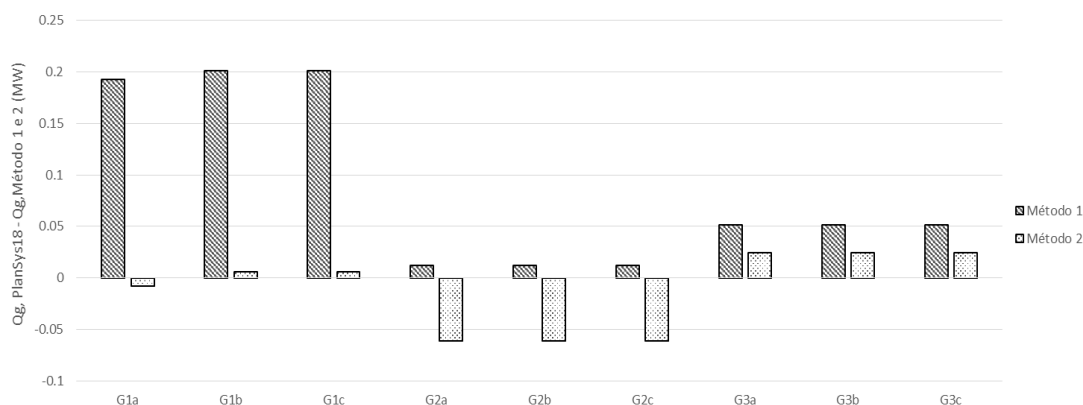
Na próxima figura são apresentados os resultados obtidos para o despacho de potência reativa do sistema, quando os sistemas AGC estão desativados.



**Figura 4.10** - Despacho de potência reativa, com sistemas AGC desativados, para o cenário 8.

Na figura 4.10 verifica-se que o grupo G1 produz uma porção significativa da potência reativa total do sistema, no regime permanente de pré-perturbação. De acordo com os resultados obtidos, o grupo G1 é responsável pela produção de 62,5% dos 82,7 Mvar consumidos pelo sistema. Contudo, é possível verificar que, após a ação do controlo primário, os geradores do grupo G2 e G3 experimentam o maior desvio de produção. De acordo com os resultados obtidos, os geradores dos grupos G2 e G3 são responsáveis pela alimentação de 97,3% do aumento de consumo de potência reativa do sistema, após ocorrência da perturbação (com sistemas AGC desativados).

A figura que se segue ilustra os erros de aproximação do despacho de potência reativa, associados à aplicação do método expedito 1 (da figura 4.1) e do método expedito 2 (da figura 4.2), com sistemas AGC desativados.



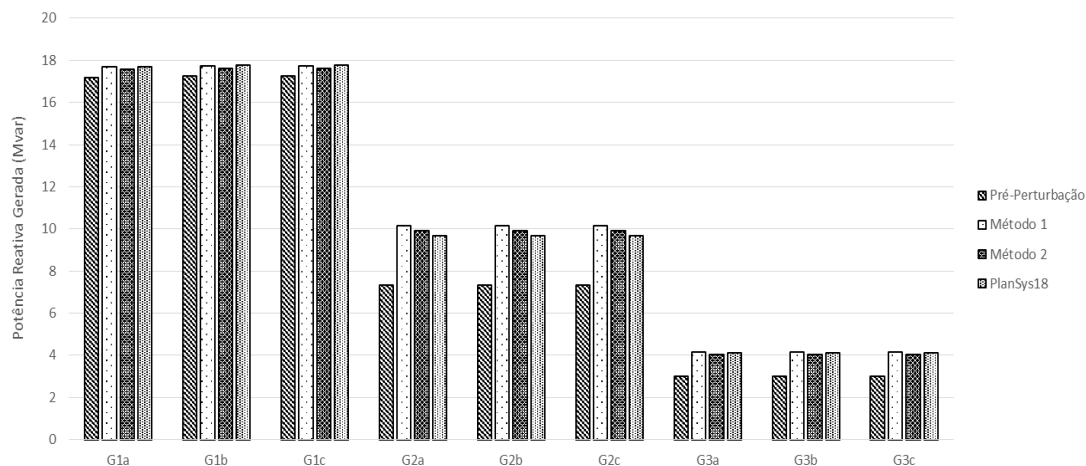
**Figura 4.11** - Erros de aproximação do despacho de potência reativa, com sistemas AGC desativados, para o cenário 8.

Note-se que o erro máximo do método expedito 1 é de aproximadamente 0,2 Mvar (G1b e G1c). Por sua vez, o erro máximo do método expedito 2 é de aproximadamente -0,06 Mvar (grupo G2).

Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 0,1187 e 0,0382 Mvar. Por outro lado, os erros médios absolutos calculados

têm o valor de 0,0875 e 0,0307 Mvar, respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

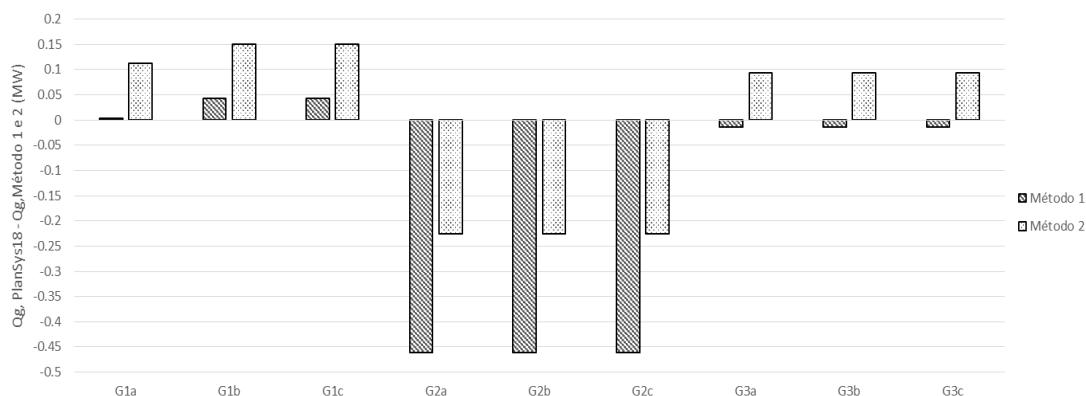
Na seguinte figura são apresentados os resultados obtidos para o despacho de potência reativa do sistema, quando os sistemas AGC estão ativados.



**Figura 4.12** - Despacho de potência reativa, com sistemas AGC ativados, para o cenário 8.

A análise da figura 4.12 permite verificar que, quando os sistemas AGC estão ativados, o sistema apresenta um comportamento semelhante ao verificado na figura 4.10, no que diz respeito ao despacho de potência reativa. Neste caso, de acordo com os dados obtidos, os grupos G2 e G3 são responsáveis pela produção de 91,6% do aumento de consumo de potência reativa, sentido após a ocorrência da perturbação.

A próxima figura ilustra os erros de aproximação do despacho de potência reativa, quando os sistemas AGC de controlo secundário estão ativados.

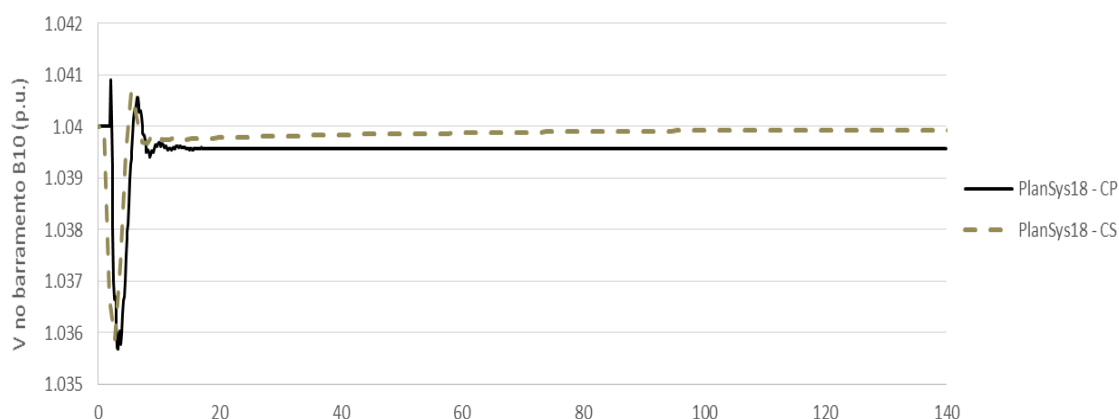


**Figura 4.13** - Erros de aproximação do despacho de potência reativa, com sistemas AGC ativados, para o cenário 8.

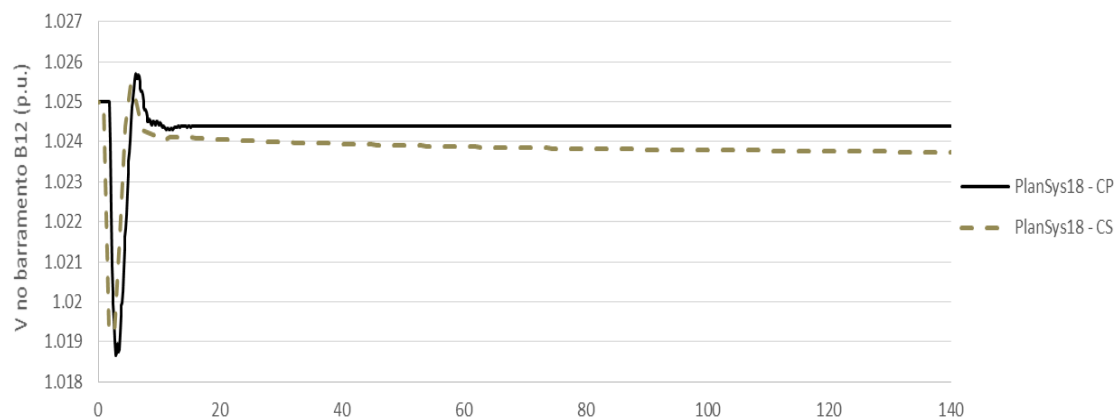
A análise da figura 4.13 permite verificar que o erro máximo do método expedito 1 foi de aproximadamente -0,46 Mvar (grupo G2) e o erro máximo do método expedito 2 está próximo de -0,22 Mvar (grupo G2).

Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respectivo de 0,2674 e 0,1618 Mvar. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 0,1683 e 0,1520 Mvar, respectivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

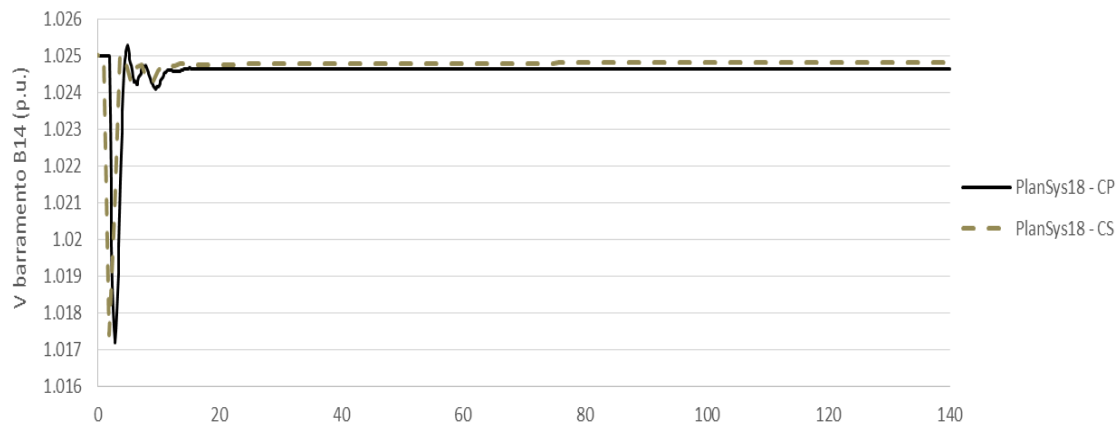
Os erros de aproximação do despacho de potência reativa representados nas figuras 4.11 e 4.13 devem-se, em parte, ao erro em regime permanente do controlo proporcional dos reguladores de tensão. Por outras palavras, a tensão especificada para os barramentos de geração, na resolução dos trânsitos de potências, irá na realidade sofrer uma variação no regime permanente de pós-perturbação. Para demonstrar este fenómeno, apresentam-se de seguida as evoluções temporais do módulo da tensão nos barramentos de geração B10, B12 e B14, aos quais se encontram ligadas as máquinas G1b, G2b e G3b, respetivamente.



**Figura 4.14** - Evolução temporal do módulo da tensão no barramento B10, com sistemas AGC ativados (CS) e desativados (CP), no cenário 8.



**Figura 4.15** - Evolução temporal do módulo da tensão no barramento B12, com sistemas AGC ativados (CS) e desativados (CP), no cenário 8.



**Figura 4.16** - Evolução temporal do módulo da tensão no barramento B14, com sistemas AGC ativados (CS) e desativados (CP), no cenário 8.

Para facilitar a análise dos resultados obtidos, os dados pertinentes das figuras 4.14 a 4.16 são organizados na seguinte tabela.

**Tabela 4.8** - Desvios de tensão dos barramentos B10, B12 e B14 em regime permanente de pós-perturbação.

Barramento	Vsp (p.u.)	$\Delta V$ - CP (p.u.)	$\Delta V$ - CS (p.u.)
B10	1.04	0.00042	0.00005
B12	1.025	0.00061	0.00128
B14	1.025	0.00037	0.00018

A análise conjunta da tabela 4.8 e das figuras 4.11 e 4.13 (note-se a diferença de escala) permite verificar que, para cada gerador, o erro de aproximação do despacho de potência reativa aumenta com o aumento do desvio de tensão em regime permanente dos barramentos a que as máquinas estão ligadas.

#### → Cenário 5

Para analisar os resultados obtidos, no que diz respeito ao despacho de potência ativa e reativa, começemos por ilustrar as margens de reserva dos geradores do sistema, no cenário 5.

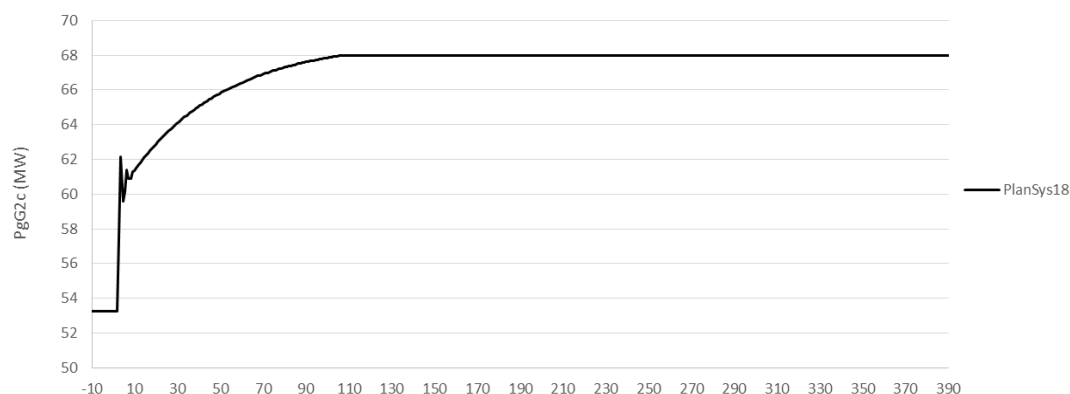
**Tabela 4.9** - Margem de reserva dos geradores, para o cenário de geração 5.

Gerador	Pg (MW)	Pmax (MW)	Margem Reserva(MW)	AGC
G1a	53.267	68	14.733	Sim
G1b	53.267	68	14.733	Sim
G1c	53.267	68	14.733	Sim
G2a	53.267	68	14.733	Sim
G2b	53.267	68	14.733	Sim
G2c	53.267	68	14.733	Sim
G3a	0.000	36	36.000	Não
G3b	0.000	36	36.000	Não
G3c	0.000	36	36.000	Não



Como se pode verificar, para o cenário de geração 5, o conjunto dos geradores em serviço na área de controlo 1 que participam na ação do AGC (grupo G2) apresenta uma reserva secundária insuficiente (aproximadamente 44,2 MW) para anular a perturbação sentida, caracterizada por um aumento de carga de 50 MW. Sendo assim, caso os sistemas AGC estejam ativados, o estado do sistema é equivalente à Situação 3, caracterizada no capítulo 3 desta dissertação. Na Situação 3, aplicada ao sistema de teste, deve verificar-se que as máquinas cujo despacho é alterado em regime permanente de pós-perturbação são os geradores do grupo G2, que vão atingir o seu limite máximo de produção, e os geradores do grupo G1, de acordo com a situação de equilíbrio definida pelo AGC da área de controlo 2. Relembre-se, do capítulo 3, que a ferramenta computacional desenvolvida em VBA é incapaz de discriminar o desvio de produção individual de cada gerador da área de controlo 2, na Situação 3. Contudo, como já foi referido, a ferramenta computacional permite o cálculo da potência total produzida na área vizinha. Devido a este facto, para a análise do cenário de geração 5, optou-se por considerar um gerador equivalente das máquinas do grupo G1a, G1b e G1c.

De seguida, é apresentada a evolução temporal da potência ativa gerada pelo gerador G2c do sistema de teste, fornecida pelo *software* de simulação dinâmica *PlanSys18*.



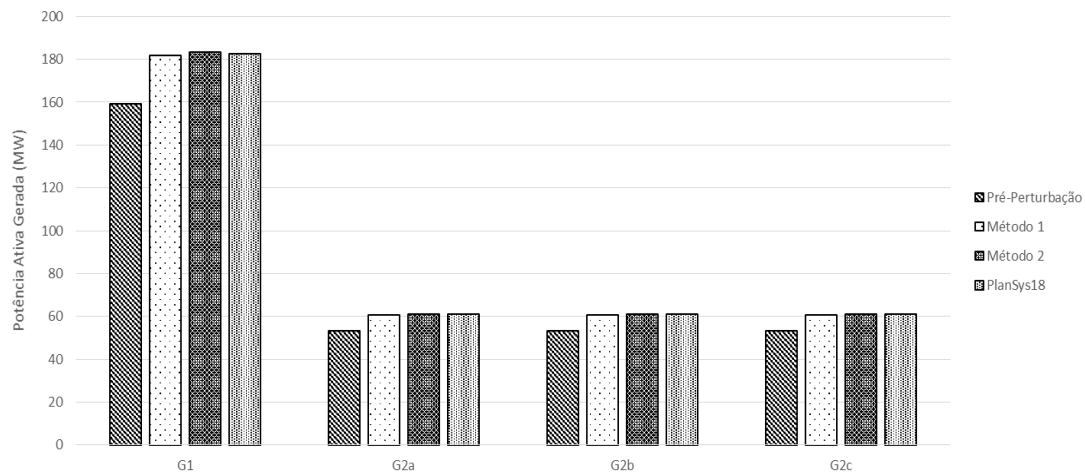
**Figura 4.17** - Evolução temporal da potência ativa gerada por G2c, definida pela ação dos sistemas AGC.

A análise da figura representada permite confirmar que o gerador G2c atinge o seu limite máximo de produção, de 68 MW.

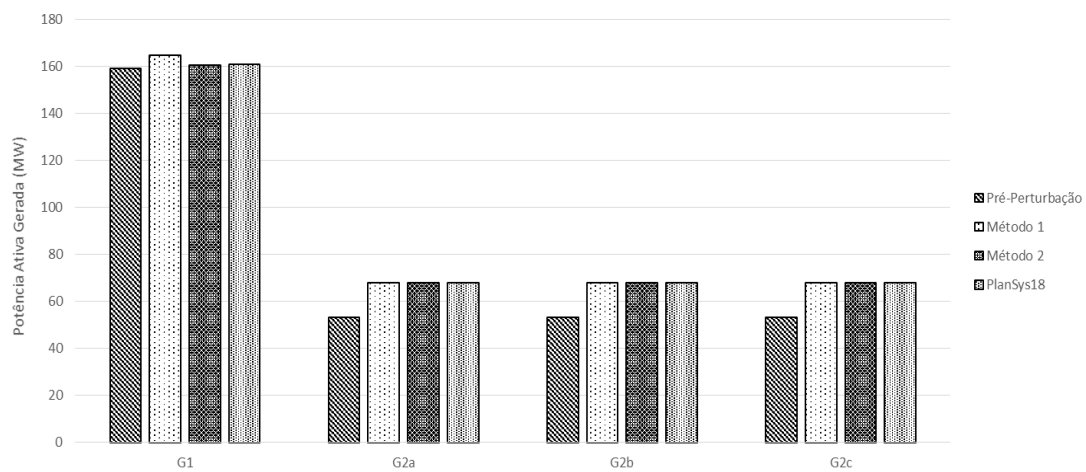
Nas seguintes figuras são apresentados os resultados obtidos para o despacho de potência ativa, definido pela ação do controlo primário (figura 4.18) e pela ação do controlo secundário (figura 4.19).

Neste caso de estudo, os geradores do grupo G1 e G2 apresentam o mesmo valor para o inverso do estatismo. Assim, o gerador equivalente irá apresentar um valor do inverso do estatismo três vezes superior ao valor de cada máquina individual do grupo G2 e, consequentemente, um desvio de produção também três vezes superior, como se pode verificar na figura 4.18.

A análise da figura 4.19 permite confirmar que, com os sistemas AGC em funcionamento, os geradores do grupo G2 atingem o seu limite de produção de 68 MW (Situação 3).

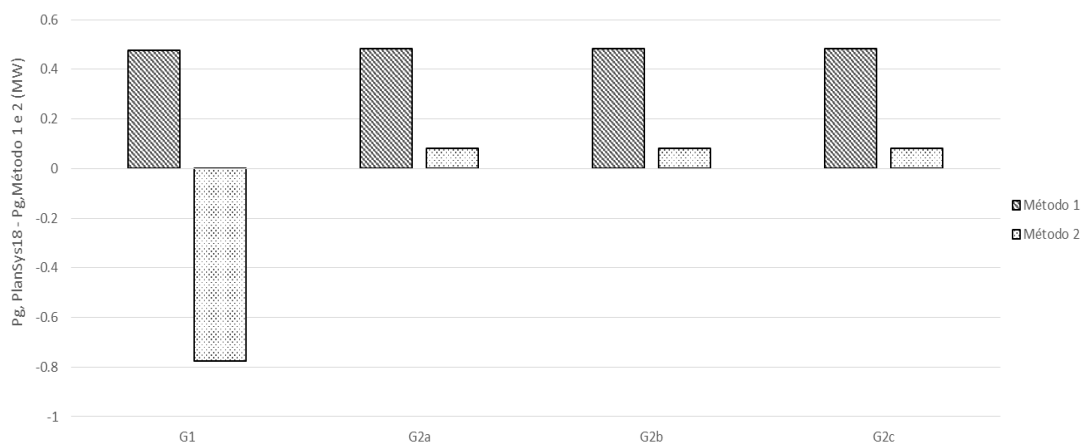


**Figura 4.18** - Despacho de potência ativa, definido por ação do controle primário, no cenário 5.



**Figura 4.19** - Despacho de potência ativa, definido por ação do controle secundário, no cenário 5.

Nas figuras seguintes estão ilustrados os erros de aproximação do despacho de potência ativa, definido pela ação do controle primário (figura 4.20) e do controle secundário (figura 4.21).



**Figura 4.20** - Erros de aproximação do despacho de potência ativa, definido pelo controle primário, no cenário 5.



**Figura 4.21** - Erro da aproximação do despacho de potência ativa, definido pelo controlo secundário, no cenário 5.

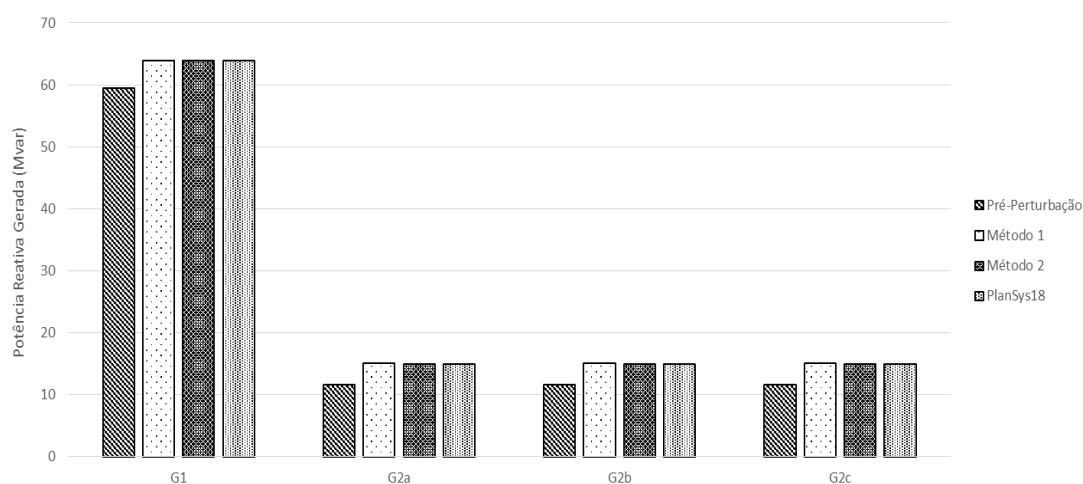
A figura 4.20 permite concluir que o erro máximo do método expedito 1 é de aproximadamente 0,48 MW (grupo G2). Por sua vez, o erro máximo do método expedito 2 está próximo de -0,78 MW (gerador equivalente G1).

Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 0,4813 e 0,3938 MW. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 0,4813 e 0,2554 MW, respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

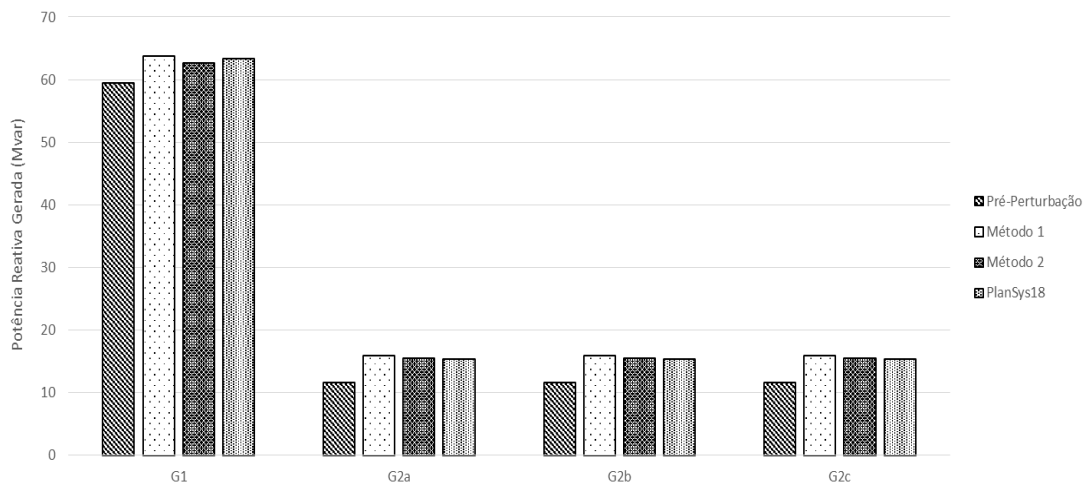
A análise da figura 4.21 permite verificar que o erro máximo do método expedito 1 foi de aproximadamente -3,78 MW (G1) e o erro máximo do método expedito 2 está próximo de 0,49 MW (G1). Note-se que o erro de aproximação do despacho de potência ativa dos geradores do grupo G2 é nulo, para ambos os métodos.

Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 1,8911 e 0,2430 MW. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 0,9455 e 0,1215 MW respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

Nas seguintes figuras são apresentados os resultados obtidos para o despacho de potência reativa do sistema, quando os sistemas AGC estão ativados (figura 4.23) e desativados (figura 4.22).



**Figura 4.22** - Despacho de potência reativa, com sistemas AGC desativados, para o cenário 5.

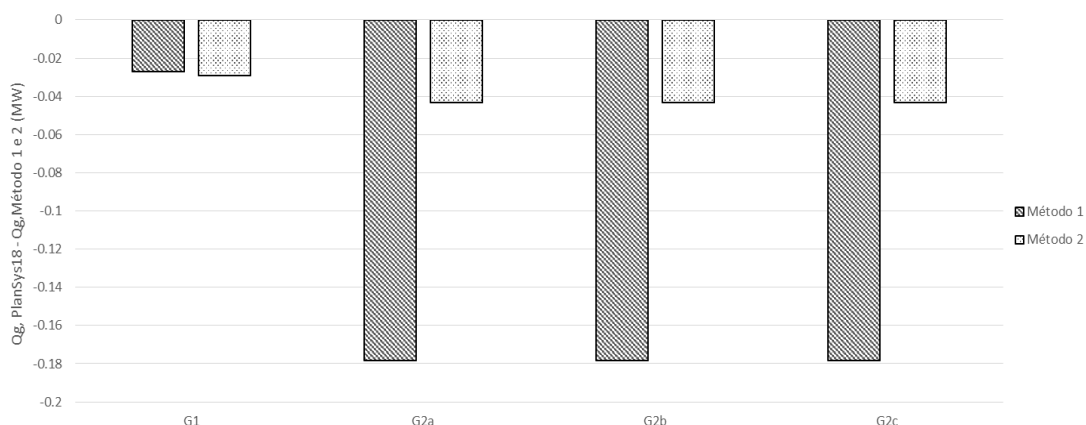


**Figura 4.23** - Despacho de potência reativa, com sistemas AGC ativados, para o cenário 5.

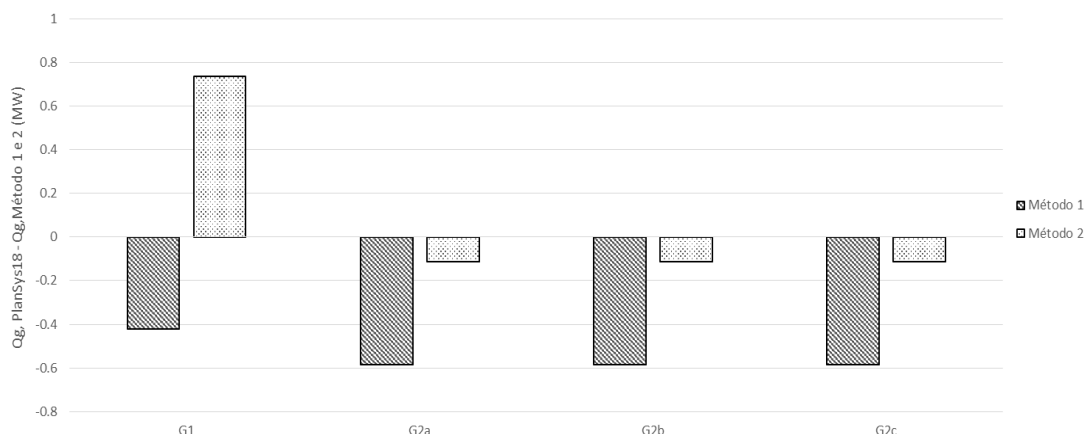
Na figura 4.22 verifica-se que o gerador equivalente G1 produz uma porção significativa da potência reativa total do sistema no regime permanente de pré-perturbação. De acordo com os resultados obtidos, o gerador G1 é responsável pela produção de 63,2% dos 94,1 Mvar consumidos pelo sistema e os geradores dos grupos G2 são responsáveis pela alimentação de 69,5% do aumento de consumo de potência reativa, após ocorrência da perturbação (com sistemas AGC desativados).

A análise da figura 4.23 permite verificar que quando os sistemas AGC estão ativados o sistema apresenta um comportamento semelhante ao verificado na figura 4.22, no que diz respeito ao despacho de potência reativa. Neste caso, de acordo com os dados obtidos, o grupo G2 é responsável pela produção de 74,6% do aumento de consumo de potência reativa sentido após ocorrência da perturbação.

Nas figuras seguintes estão ilustrados os erros de aproximação do despacho de potência reativa, definido pela ação do controlo primário (figura 4.24) e do controlo secundário (figura 4.25).



**Figura 4.24** - Erros de aproximação do despacho de potência reativa, com sistemas AGC desativados, para o cenário 5.



**Figura 4.25** - Erros de aproximação do despacho de potência reativa, com sistemas AGC ativados, para o cenário 5.

A figura 4.24 permite concluir que o erro máximo do método expedito 1 é de aproximadamente -0.18 Mvar (grupo G2). Por sua vez, o erro máximo do método expedito 2 é de aproximadamente -0.04 Mvar (grupo G2).

Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 0,1550 e 0,0402 Mvar. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 0,1405 e 0,0397 Mvar, respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

A análise da figura 4.25 permite verificar que o erro máximo do método expedito 1 ronda os -0,58 Mvar (grupo G2) e o erro máximo do método expedito 2 está próximo de 0,74 Mvar (G1).

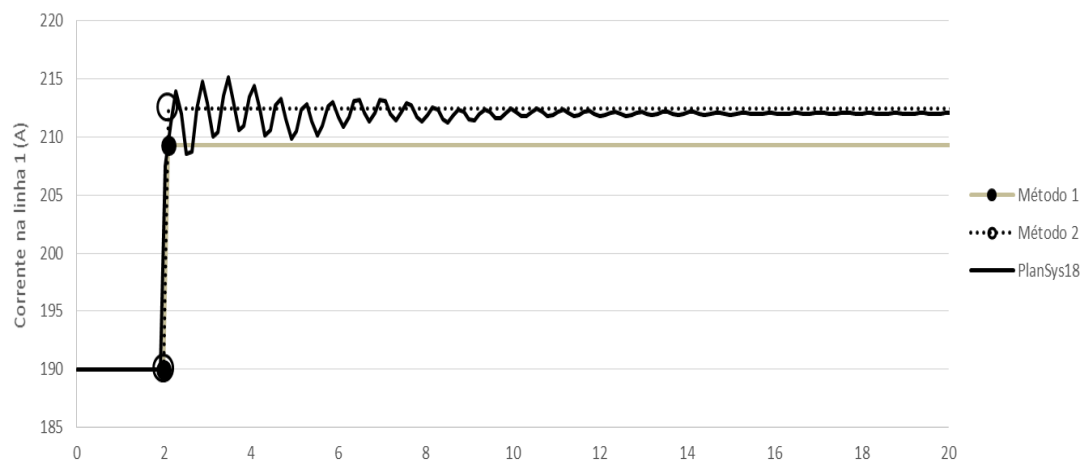
Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 0,5479 e 0,3806 Mvar. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 0,5433 e 0,2684 Mvar, respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

#### 4.3.2 - Evolução temporal da corrente nas linhas de transmissão

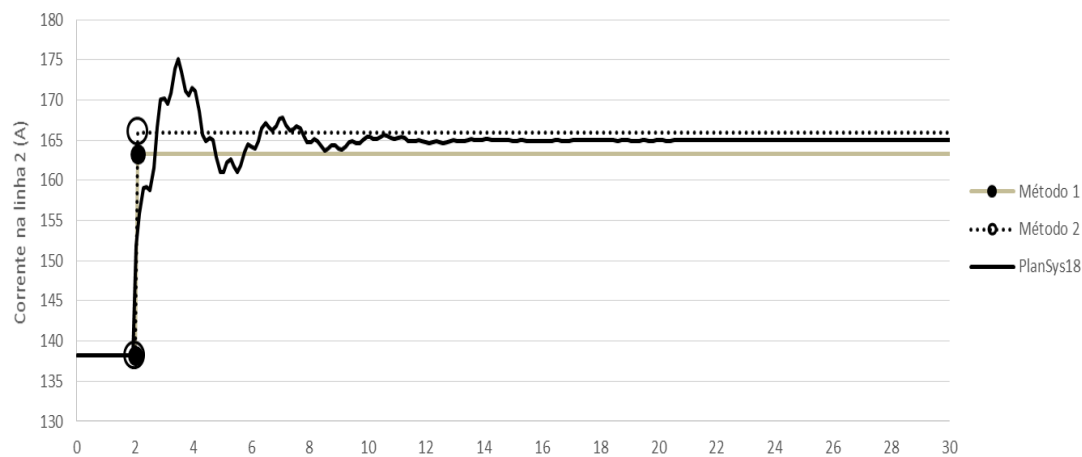
Nesta subsecção, são apresentadas as estimativas das evoluções temporais da corrente das linhas de transmissão do sistema de teste, para os dois cenários de geração considerados, obtidas por aplicação das metodologias descritas na secção 4.1 deste capítulo.

##### → Cenário 8

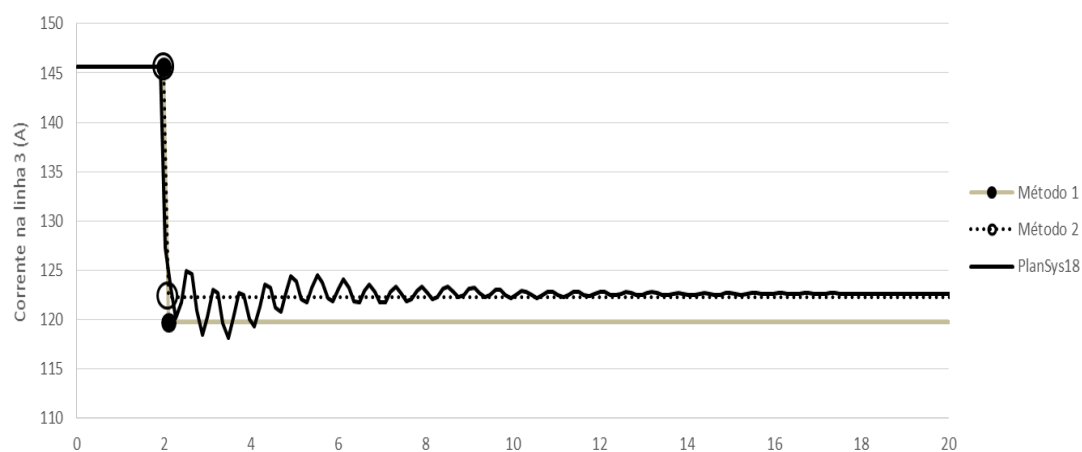
De seguida, são ilustradas as evoluções temporais da corrente nas seis linhas de transmissão do SEE de teste, para o caso em que os sistemas AGC estão desligados. Note-se que nesta situação, basta considerar os pontos 1 e 2 no esboço das evoluções temporais das correntes, obtido por aplicação do método expedito original (Método 1) e do método expedito com correção de carga devido à variação da tensão (Método 2).



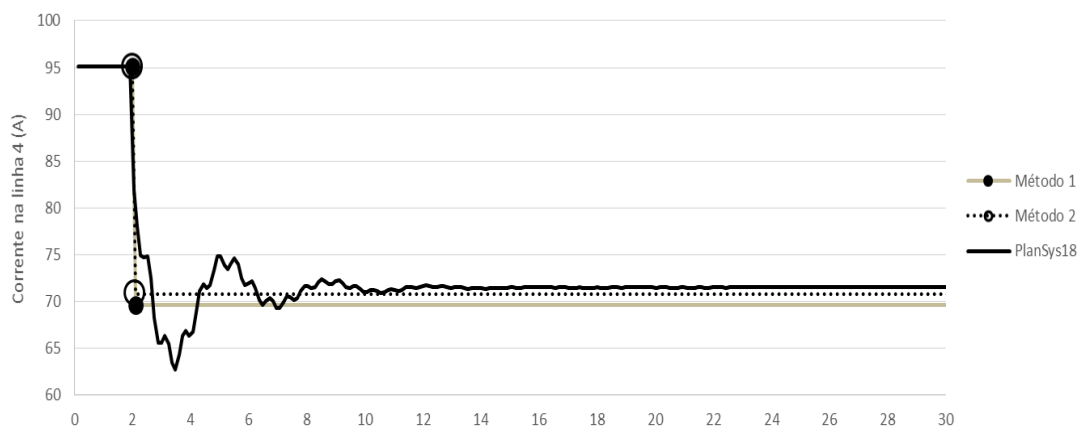
**Figura 4.26** - Evolução temporal da corrente na linha 1, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 8.



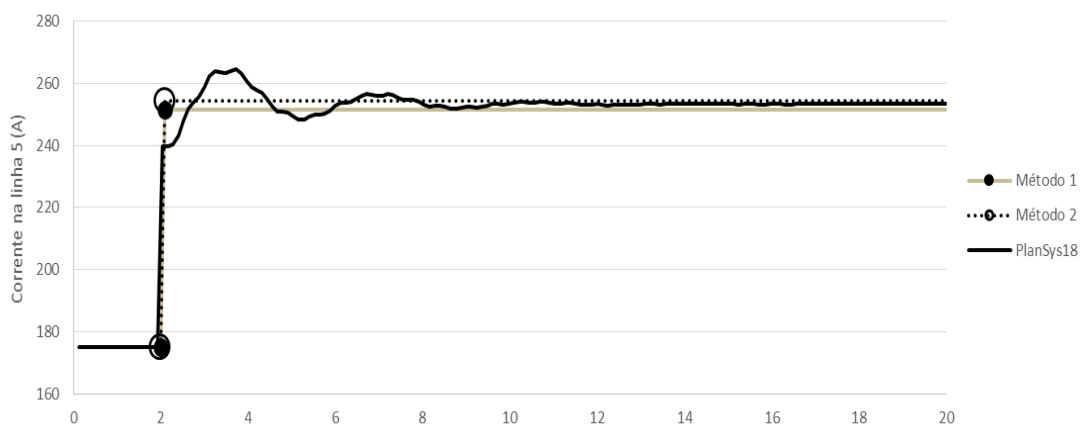
**Figura 4.27** - Evolução temporal da corrente na linha 2, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 8.



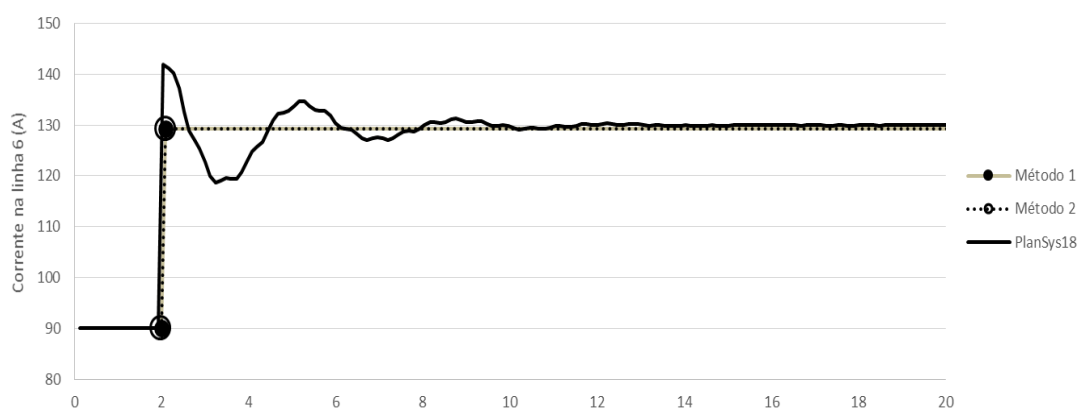
**Figura 4.28** - Evolução temporal da corrente na linha 3, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 8.



**Figura 4.29** - Evolução temporal da corrente na linha 4, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 8.



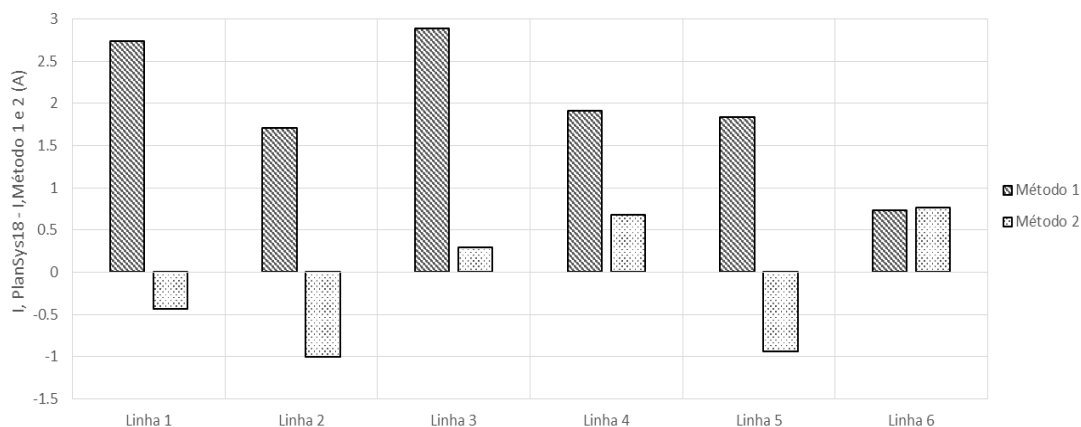
**Figura 4.30** - Evolução temporal da corrente na linha 5, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 8.



**Figura 4.31** - Evolução temporal da corrente na linha 6, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 8.

Visualmente, a análise das figuras representadas permite verificar que, de forma geral, o método expedito 2 apresenta estimativas da evolução temporal mais precisas do que o método expedito 1. Contudo, para a real determinação da precisão de cada um dos métodos expeditos

é necessário considerar os erros das aproximações do valor da corrente no ponto 1 (caracterizado na secção 4.1), representados na figura que se segue.

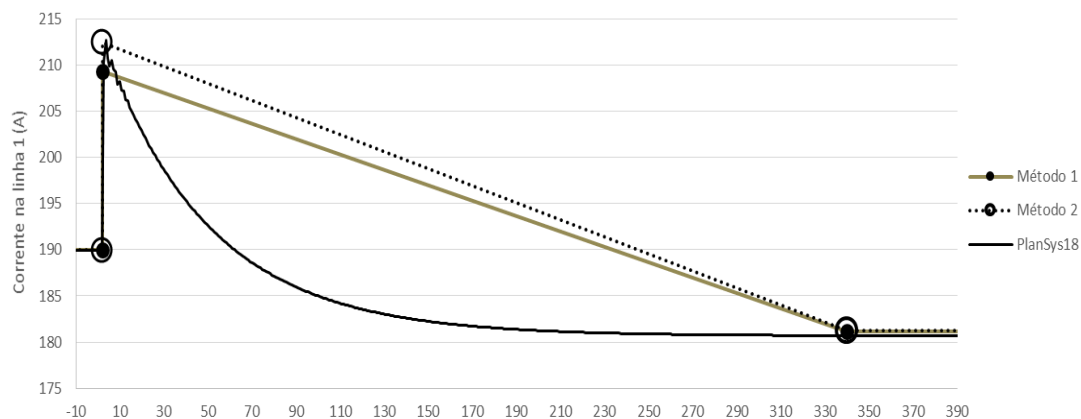


**Figura 4.32** - Erros de aproximação da corrente nas linhas em regime permanente de pós-perturbação, com sistemas AGC desativados, para o cenário 8.

A análise da figura 4.32 permite verificar que o erro máximo do método expedito 1 foi de aproximadamente 2,9 A (linha 3) e o erro máximo do método expedito 2 está próximo de -1 A (linha 2).

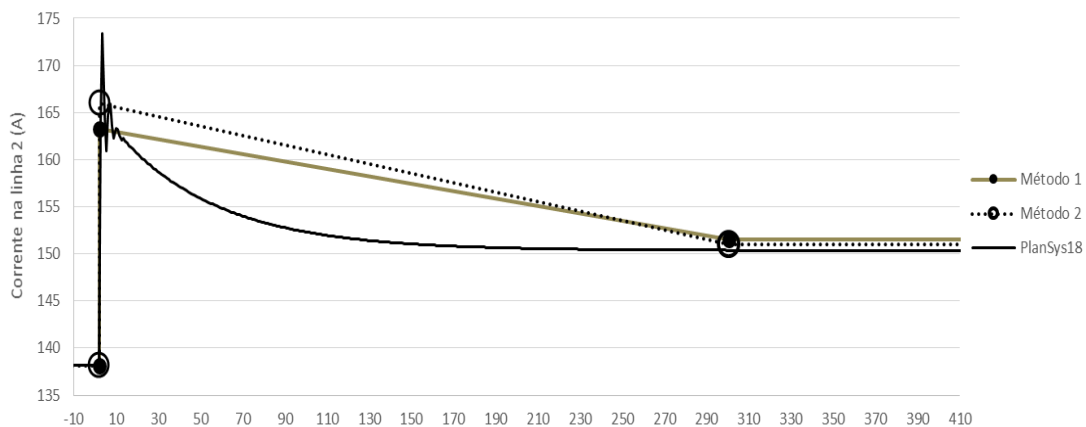
Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 2,0946 e 0,7318 A. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 1,9695 e 0,6858 A, respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

Seguidamente, são ilustradas as evoluções temporais da corrente nas seis linhas de transmissão do SEE de teste, para o caso em que os sistemas AGC estão ativados.

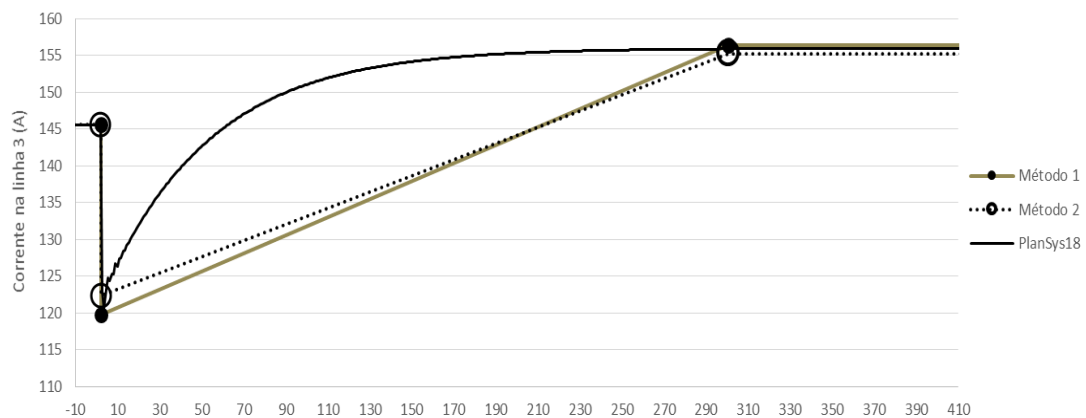


**Figura 4.33** - Evolução temporal da corrente na linha 1, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 8.

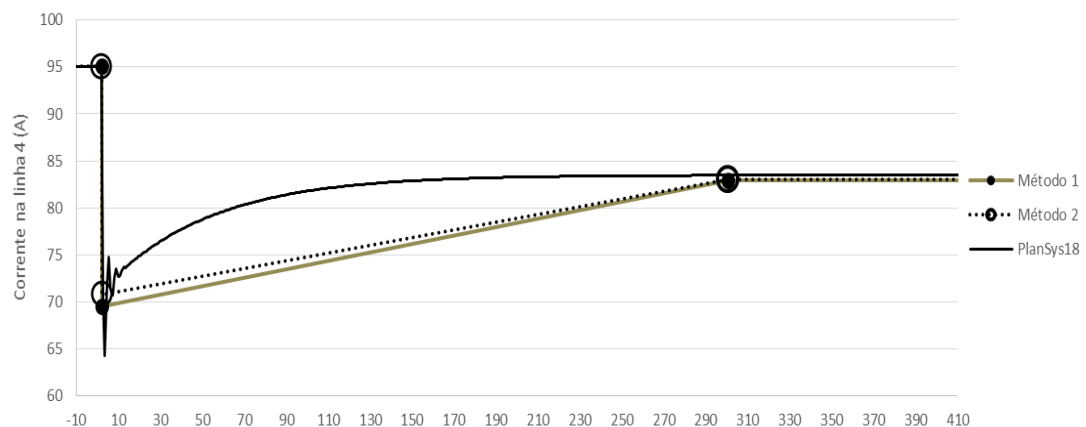




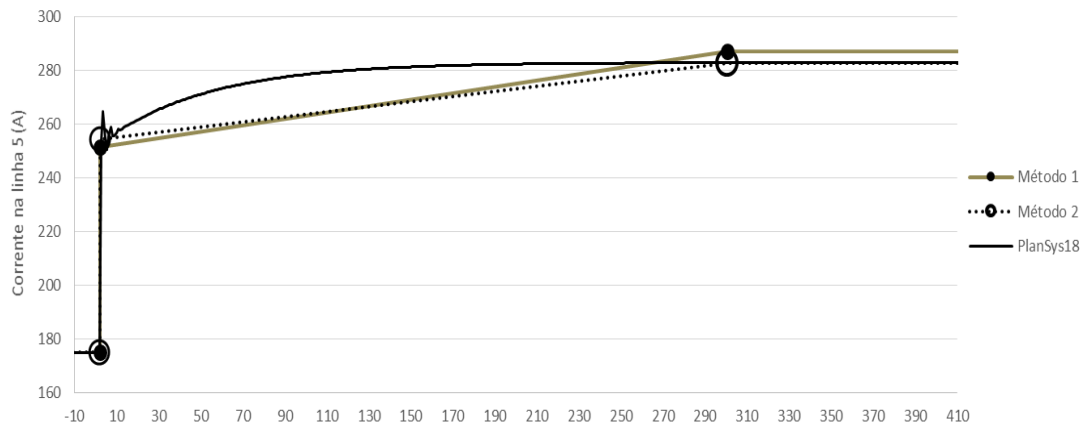
**Figura 4.34** - Evolução temporal da corrente na linha 2, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 8.



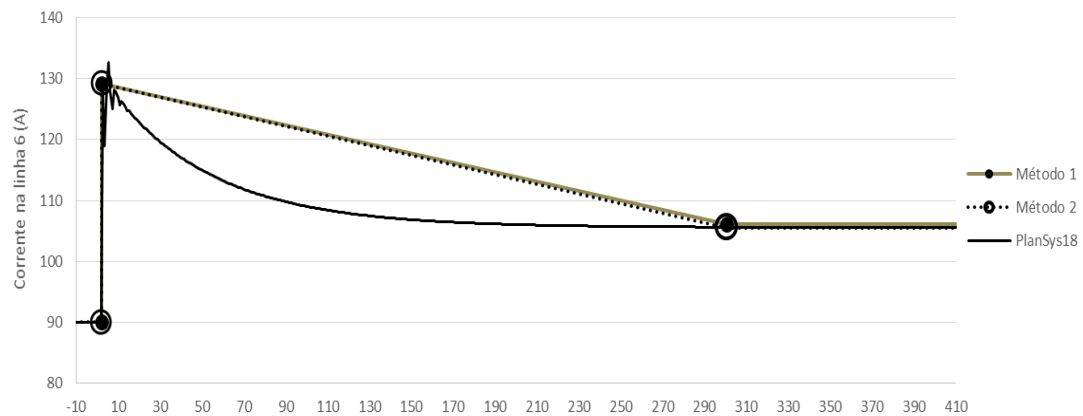
**Figura 4.35** - Evolução temporal da corrente na linha 3, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 8.



**Figura 4.36** - Evolução temporal da corrente na linha 4, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 8.

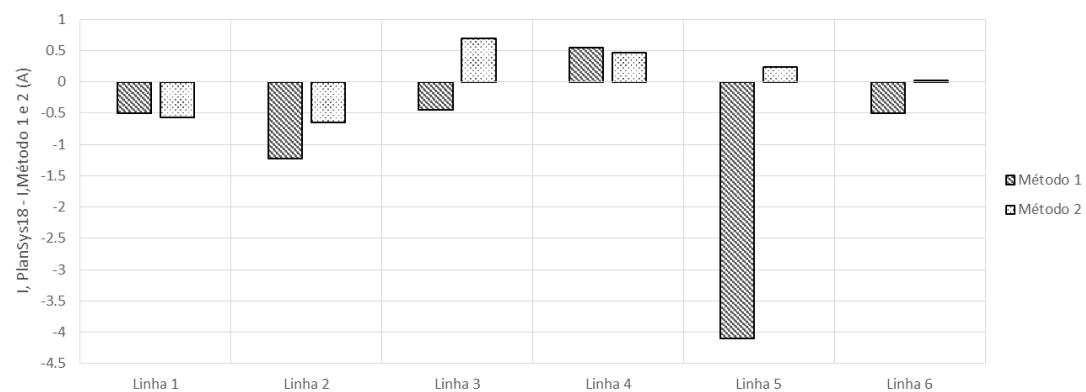


**Figura 4.37** - Evolução temporal da corrente na linha 5, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 8.



**Figura 4.38** - Evolução temporal da corrente na linha 6, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 8.

Para analisar a precisão dos métodos expeditos propostos, é necessário considerar os erros das aproximações do valor da corrente no ponto 2 (caracterizado na secção 4.1), representados na seguinte figura.



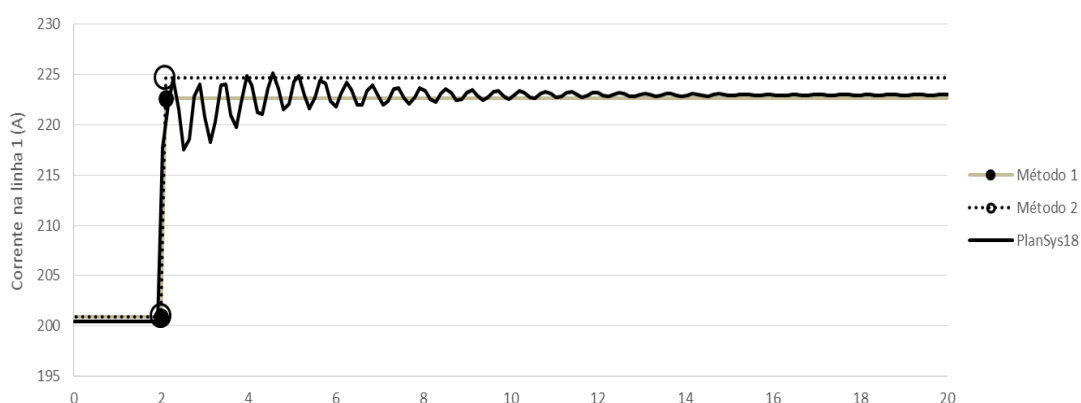
**Figura 4.39** - Erros de aproximação da corrente nas linhas em regime permanente de pós-perturbação, com sistemas AGC ativados, para o cenário 8.

A análise da figura 4.39 permite verificar que o erro máximo do método expedito 1 foi de aproximadamente -4,1 A (linha 5) e o erro máximo do método expedito 2 está próximo de 0,7 A (linha 3).

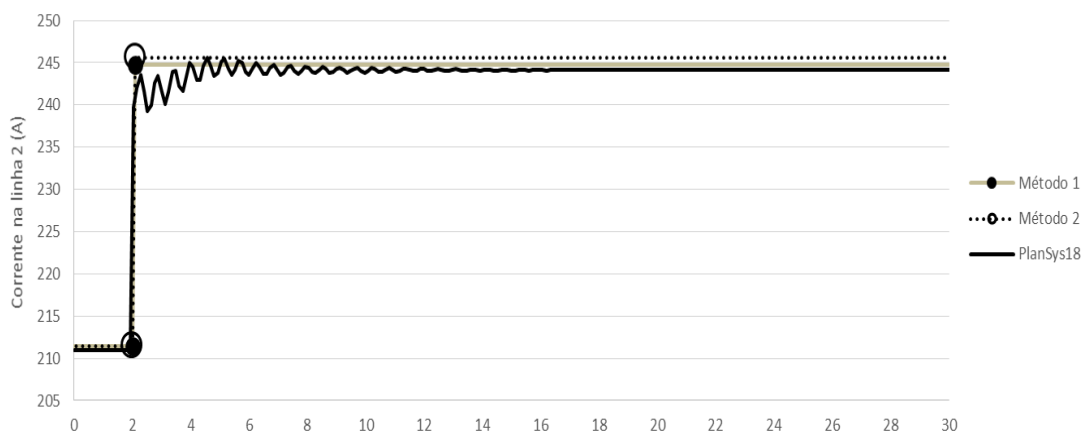
Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 1,7943 e 0,5005 A. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 1,2200 e 0,4391 A, respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

→ Cenário 5

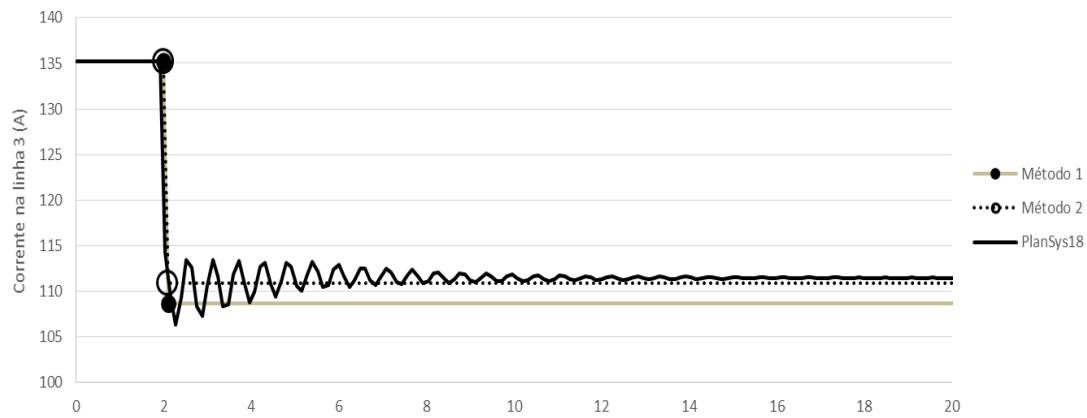
De seguida são ilustradas as evoluções temporais da corrente nas seis linhas de transmissão do SEE de teste, para o caso em que os sistemas AGC estão desligados.



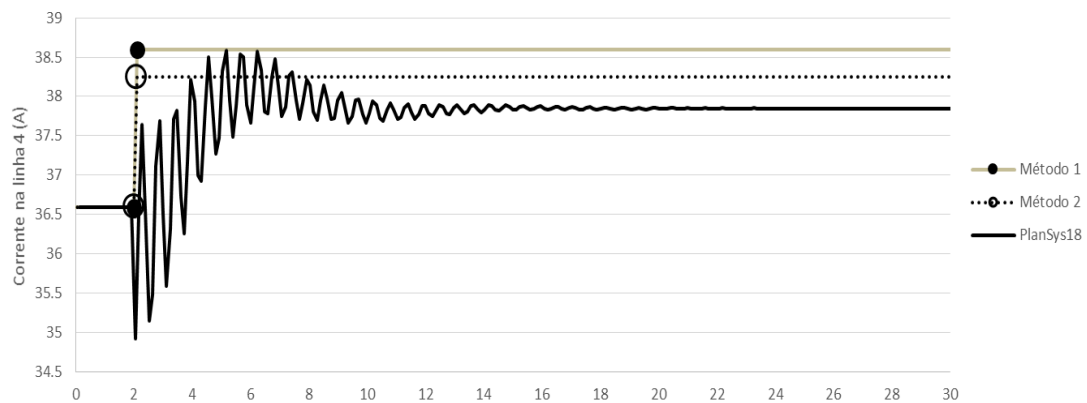
**Figura 4.40** - Evolução temporal da corrente na linha 1, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 5.



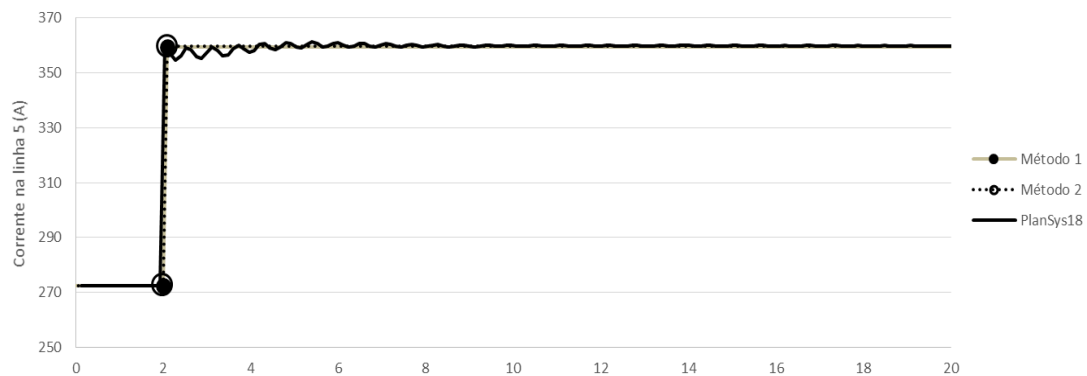
**Figura 4.41** - Evolução temporal da corrente na linha 2, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 5.



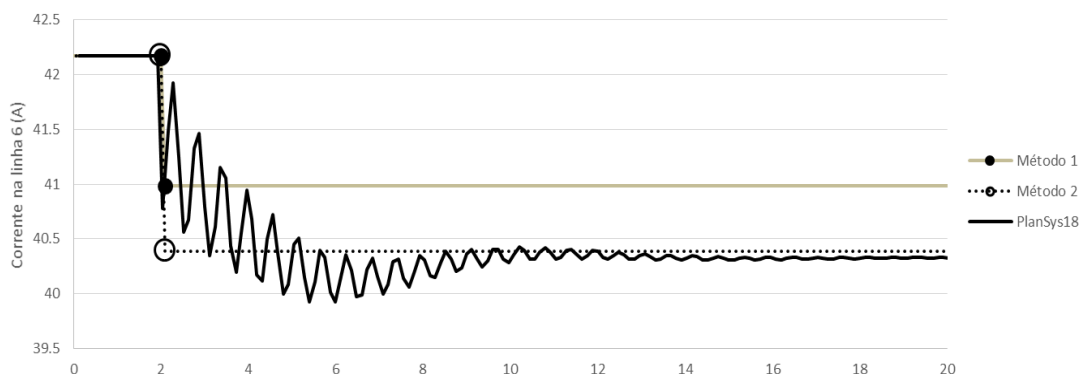
**Figura 4.42** - Evolução temporal da corrente na linha 3, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 5.



**Figura 4.43** - Evolução temporal da corrente na linha 4, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 5.



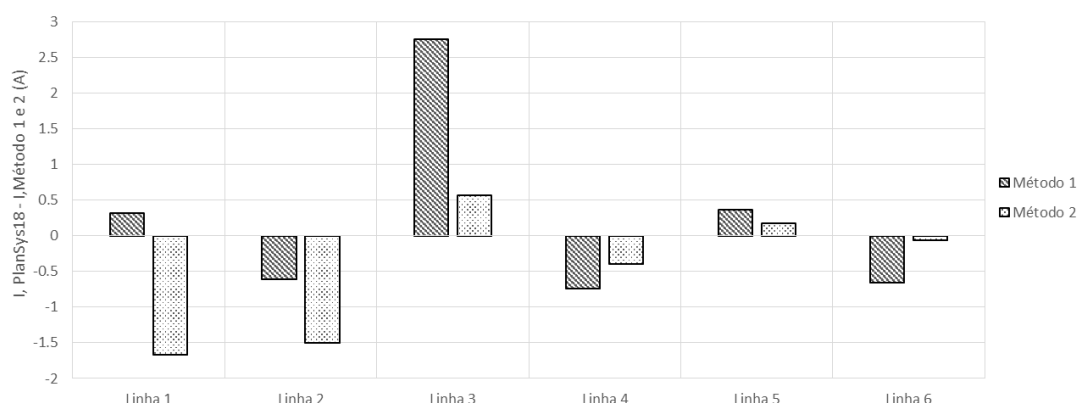
**Figura 4.44** - Evolução temporal da corrente na linha 5, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 5.



**Figura 4.45** - Evolução temporal da corrente na linha 6, definida pelo sistema de controlo primário, para o cenário 5.

Visualmente, a análise das figuras representadas permite antever que, no geral, o desempenho dos métodos expeditos desenvolvidos não foi tão satisfatório quanto verificado para o cenário 8.

Os erros das aproximações do valor da corrente no ponto 1 (caracterizado na secção 4.1) estão representados na seguinte figura.

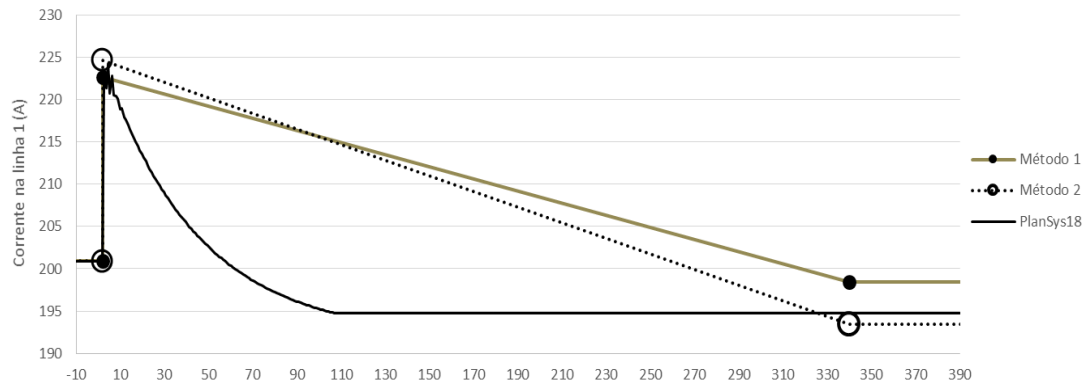


**Figura 4.46** - Erros de aproximação da corrente nas linhas em regime permanente de pós-perturbação, com sistemas AGC desativados, para o cenário 5.

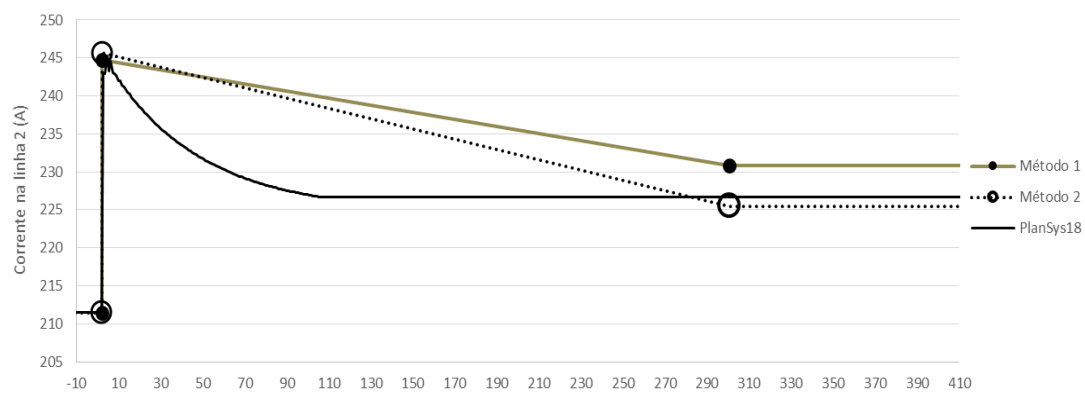
A análise da figura 4.46 permite verificar que o erro máximo do método expedito 1 foi de aproximadamente 2,75 A (linha 3) e o erro máximo do método expedito 2 está próximo de - 1,67 A (linha 2).

Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respetivo de 1,2368 e 0,9640 A. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 0,9084 e 0,7305 A, respetivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.

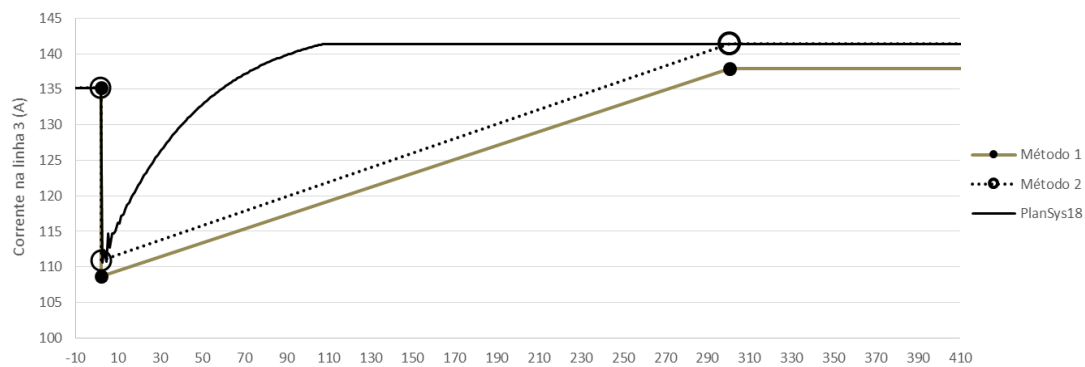
De seguida são ilustradas as evoluções temporais da corrente nas seis linhas de transmissão do SEE de teste, para o caso em que os sistemas AGC estão ativados.



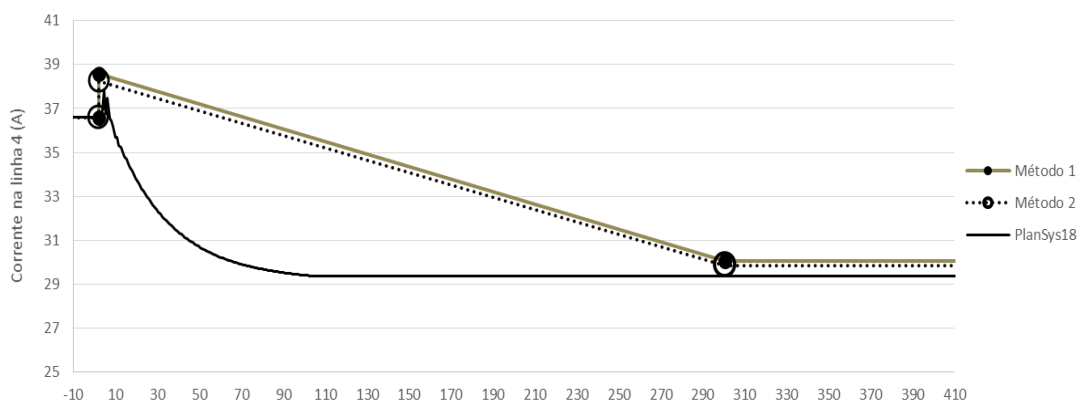
**Figura 4.47** - Evolução temporal da corrente na linha 1, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5.



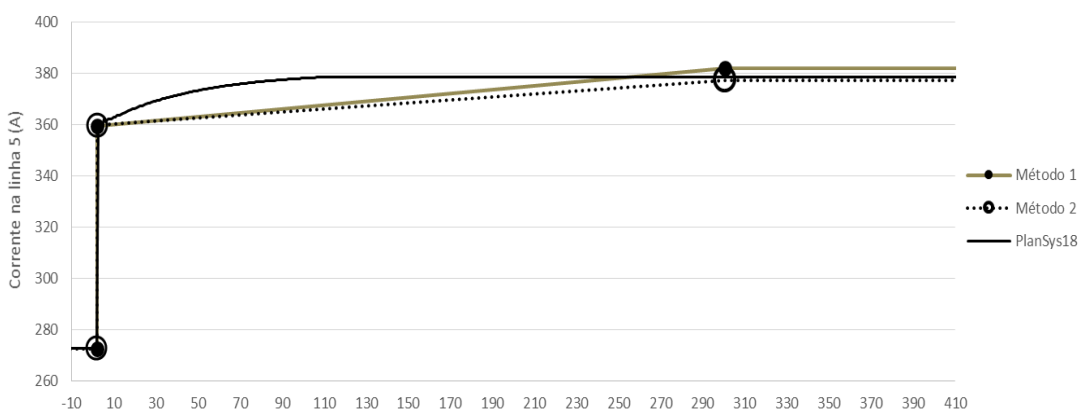
**Figura 4.48** - Evolução temporal da corrente na linha 2, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5.



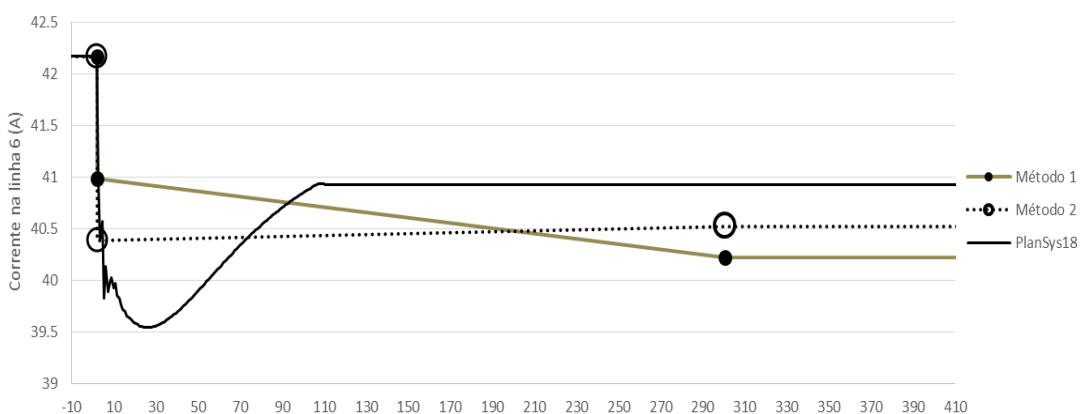
**Figura 4.49** - Evolução temporal da corrente na linha 3, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5.



**Figura 4.50** - Evolução temporal da corrente na linha 4, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5.



**Figura 4.51** - Evolução temporal da corrente na linha 5, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5.

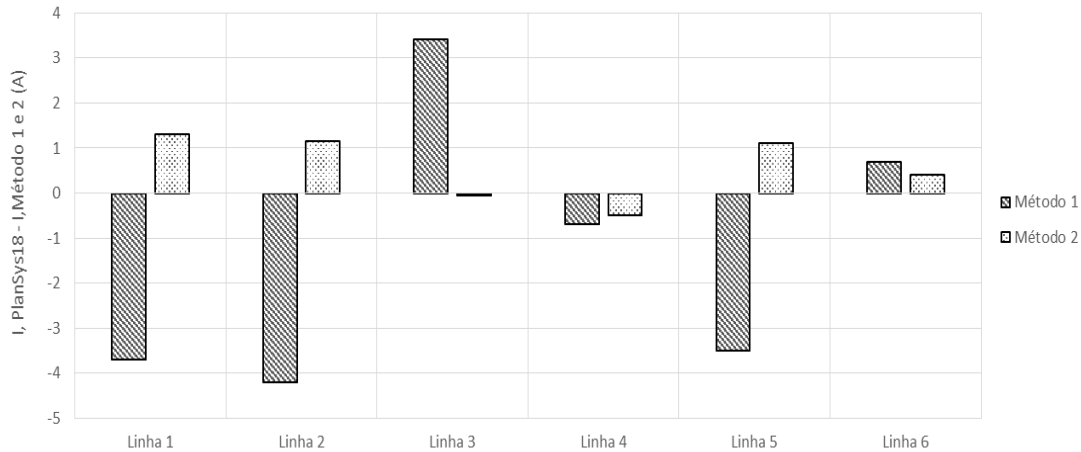


**Figura 4.52** - Evolução temporal da corrente na linha 6, definida pelo sistema de controlo secundário, para o cenário 5.

Para analisar a precisão dos métodos expeditos propostos, é necessário considerar os erros das aproximações do valor da corrente no ponto 2 (caracterizado na secção 4.1), representados na figura 5.53.

A análise da figura 4.53 permite verificar que o erro máximo do método expedito 1 foi de aproximadamente -4,2 A (linha 2) e o erro máximo do método expedito 2 está próximo de 1,3 A (linha 1).

Os erros médios quadráticos associados às aproximações do método 1 e do método 2 têm o valor respectivo de 3,0625 e 0,8824 A. Por sua vez, os erros médios absolutos calculados têm o valor de 2,7014 e 0,7527 A, respectivamente para os métodos expeditos 1 e 2 propostos.



**Figura 4.53** - Erros de aproximação da corrente nas linhas em regime permanente de pós-perturbação, com sistemas AGC ativados, para o cenário 5.

## 4.4 - Conclusões

Os valores do RMSE e do MAE, obtidos por aplicação das metodologias expeditas propostas neste capítulo aos cenários de geração considerados, estão organizados nas seguintes tabelas.

**Tabela 4.10** - Erros médios quadráticos e erros médios absolutos das estimativas obtidas no cenário de geração 5.

	MW		Mvar		A	
	Despacho P - CP	Despacho P - CS	Despacho Q - CP	Despacho Q - CS	Corrente - Ponto 1	Corrente - Ponto 2
RMSE - Método 1	0.4813	1.8911	0.1550	0.5479	1.2368	3.0625
RMSE - Método 2	0.3938	0.2430	0.0402	0.3806	0.9640	0.8824
MAE - Método 1	0.4813	0.9455	0.1405	0.5433	0.9084	2.7014
MAE - Método 2	0.2554	0.1215	0.0397	0.2684	0.7305	0.7527

**Tabela 4.11** - Erros médios quadráticos e erros médios absolutos das estimativas obtidas no cenário de geração 8.

	MW		Mvar		A	
	Despacho P - CP	Despacho P - CS	Despacho Q - CP	Despacho Q - CS	Corrente - Ponto 1	Corrente - Ponto 2
RMSE - Método 1	0.5572	0.4438	0.1187	0.2674	2.0946	1.7943
RMSE - Método 2	0.2225	0.2710	0.0382	0.1618	0.7318	0.5005
MAE - Método 1	0.6552	0.2941	0.0875	0.1683	1.9695	1.2200
MAE - Método 2	0.1835	0.1312	0.0307	0.1520	0.6858	0.4391



A análise das tabelas ilustradas permite verificar que a aplicação do método expedito 2 (figura 4.2) apresenta menores erros médios quadráticos e absolutos em todos os conjuntos de aproximações representados, para os dois cenários iniciais de geração analisados. Assim, é possível concluir que o aumento do esforço computacional associado à implementação do método iterativo, utilizado para modelizar o efeito da variação da tensão nas cargas da área de controle perturbada, é compensado pelo aumento da precisão dos resultados fornecidos.

Comparando os dados da tabela 4.10 com os da tabela 4.11, é possível concluir que, de uma forma geral, os resultados obtidos no cenário de geração 8 são mais precisos que os resultados obtidos no cenário 5.

Visualmente, o resultado menos conseguido dos trabalhos efetuados foi a estimativa da evolução temporal da corrente na linha de transmissão 6, do cenário de geração 5, representada na figura 4.52. Apesar do erro de aproximação ser relativamente baixo (figura 4.53), a magnitude da corrente que circula na linha em regime permanente é também relativamente baixa, pelo que um erro de aproximadamente 0,4 A torna-se mais evidente.

De uma forma geral, os resultados apresentados neste capítulo permitem concluir que a precisão dos dados fornecidos por ambas as metodologias expeditas desenvolvidas é muito satisfatória e está de acordo com as expectativas iniciais. Assim, conclui-se que as metodologias propostas podem ser aplicadas, como alternativa à simulação dinâmica, para estimar a ocorrência de sobrecargas temporárias em ramos de transmissão.



## Capítulo 5

### Conclusões e Futuros Desenvolvimentos

Os trabalhos efetuados no âmbito da presente dissertação, permitiram conhecer em pormenor os princípios de funcionamento do sistema de controlo automático da frequência e da potência ativa e a forma como este contribui para uma operação segura e eficiente do sistema elétrico de energia. Assim, destaca-se a ação centralizada do controlo secundário, assegurada pelos sistemas AGC e responsável pelo constante restabelecimento da frequência ao seu valor nominal, em resposta às sucessivas perturbações que afetam os sistemas elétricos de energia.

Por sua vez, a ação rápida e descentralizada do controlo primário impede que a frequência atinja valores inaceitáveis, no regime transitório que segue a perturbação, capazes de acionar os relés de frequência e provocar o deslastre de cargas do sistema.

Independentemente do tipo de controlo automático considerado (primário ou secundário), a ação dos sistemas de regulação de frequência e de potência ativa baseia-se, em ultima instância, na ação dos reguladores de velocidade, capazes de atuar nas válvulas de admissão/distribuidor das turbinas e variar a potência mecânica fornecida aos geradores. Caso seja considerada apenas a ação do controlo primário, a variação da potência mecânica de um determinado gerador é definida pela sua característica de estatismo, em função do desvio de frequência sentido. Por sua vez, caso seja considerada a ação do controlo secundário, o redespacho da potência mecânica ocorre em resposta a um sinal de teleregulação enviado pelo sistema AGC. No regime permanente atingido após ação do controlo automático de frequência e potência ativa, o redespacho de potência mecânica equivale ao redespacho da potência ativa gerada pelas máquinas síncronas.

A ferramenta computacional desenvolvida considera as definições de estatismo, constante de amortecimento de carga, característica natural do sistema e as ações dos sistemas AGC para determinar, de forma instantânea, os novos cenários de produção e de consumo de um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, após ocorrência de uma perturbação que desequilibre o balanço de potência ativa de uma das áreas de controlo.

Na presente dissertação foi analisada uma metodologia expedita que permite estimar a evolução da corrente elétrica que circula nas linhas de transmissão de um qualquer sistema

composto por duas áreas de controlo, após ocorrência de uma perturbação caracterizada por uma variação súbita do consumo de potência ativa de uma das áreas de controlo.

A metodologia proposta surge como alternativa expedita à utilização de simuladores dinâmicos, com esforços computacionais e tempos de simulação significativamente superiores. Assim, por aplicação das metodologias expeditas, o operador do sistema é capaz de avaliar, em tempo real, a possibilidade de ocorrência de sobrecarga nas linhas do sistema. Caso se verifique que uma linha de transmissão irá evoluir para uma situação de sobrecarga, o operador do sistema poderá encontrar medidas preventivas ou corretivas para que tal não aconteça, contribuindo diretamente para uma operação segura dos sistemas elétricos de energia.

## **5.1 - Futuros Desenvolvimentos**

O autor desta dissertação sugere o desenvolvimento uma ferramenta computacional que automatize as metodologias expeditas abordadas e que permita, num só passo, obter uma estimativa da evolução temporal da corrente nas linhas de transmissão.

É também sugerida a utilização do método expedito proposto dentro de um algoritmo que encontre, em tempo real, medidas corretivas e/ou medidas preventivas que permitam a resolução de um eventual problema encontrado. Estas medidas serão apresentadas ao operador do sistema que, por sua vez, decide se as vai ou não implementar.

Naturalmente, o autor sugere a implementação de uma ferramenta computacional que permita o cálculo expedito das condições de operação em regime permanente de pós-perturbação, para um sistema composto por pelo menos três áreas de controlo.

Por fim, seria interessante testar o funcionamento da ferramenta computacional desenvolvida e das metodologias expeditas propostas, para um sistema elétrico de energia real.

## Referências

- [1] Prabha Kundur, “*Power System Stability and Control*”, capítulo 11, McGraw-Hill, 1993;
- [2] Jan Machowski, Janusz Bialek, Dr Jim Bumby, “*Power System Dynamics: Stability and Control*”, capítulo 9, WILEY, 2008;
- [3] Fernando Maciel Barbosa, “*Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia*”, FEUP, 2013;
- [4] S. Sivanagaraju, G. Sreenivasan “*Power System Operation and Control*”, capítulo 7, Pearson, 2009;
- [5] N.V. Romana, “*Power System Operation and Control*”, capítulo 5, Pearson, 2010;
- [6] ENTSO-E, “*Operation Handbook*”, disponível em: [www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx](http://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx); Acesso em 20/01/2016;
- [7] Helena Vasconcelos, “*Modelo dinâmico de um SEE*”, Apontamentos da unidade curricular de DESI, FEUP, 2013;
- [8] Helena Vasconcelos, “*Load-Frequency Control and Automatic Generation Control*”, Academy Efacec, 2011;
- [9] Hélder Leite, “*Controlo de Frequência e Tensão*”, Apontamentos da unidade curricular de SCSEE, FEUP, 2007;
- [10] David Fabri, “*Características Operativas do Controle Automático de Geração em um Cenário Competitivo*”, Dissertação de Mestrado, Instituto de Engenharia Eléctrica da UNIFEI, 2003;
- [11] José Mendes, “*Cálculo Expedito das Condições de Operação em Regime Permanente de Pós-Perturbação Definidas pelos Sistemas de Regulação Automática de Frequência e de Potência Activa*”, Dissertação de Mestrado, FEUP, 2010;
- [12] Helena Vasconcelos, “*Controlo de frequência - potência*”, Apontamentos da unidade curricular de DESI, FEUP, 2013;
- [13] Helena Vasconcelos, “*Avaliação e Controlo de Segurança de Redes Interligadas com Grande Penetração Eólica com base em Métodos de AA*”, Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia do Porto, 2007;
- [14] Peças Lopes, “*Controlo Automático de Geração - AGC*”, Apontamentos da unidade curricular de SCSEE, FEUP, 2011;
- [15] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, “*Power Generation Operation and Control*”, John Wiley & Sons, 1996;
- [16] Manuel Matos, “*Introdução ao problema de escalonamento e pré-despacho*”, Apontamentos da unidade curricular de OSEN, FEUP, 2013;

- [17] Aníbal Matos, “Apontamentos de Análise Numérica”, Apontamentos da unidade curricular de MNUM, FEUP, 2013;
- [18] INESC TEC, “*Especificação dos ficheiros de entrada de dados do Plansys*”, versão 16, 2014.

## ANEXO A

### Implementação do Caso de Estudo no *Simulink* do *MATLAB*

Neste anexo é ilustrada a implementação no *simulink* do *Matlab* do SEE de teste e do seu sistema de controlo automático de frequência e potência ativa, analisado nos capítulos 3 e 4 da presente dissertação.

Na próxima figura é ilustrada a implementação geral do SEE de teste.

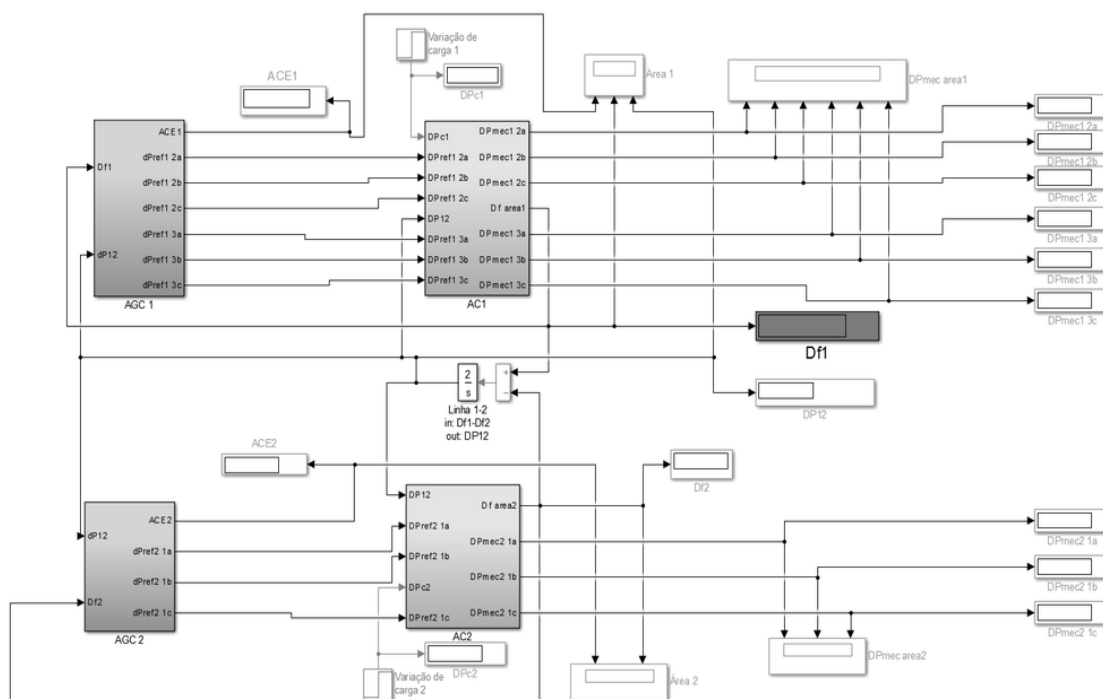


Figura A.1 - SEE de teste implementado no *simulink* do *Matlab*.

Nas seguintes figuras é ilustrada a área de controlo 1 (figura A.2) e a área de controlo 2 (figura A.2) do SEE de teste.

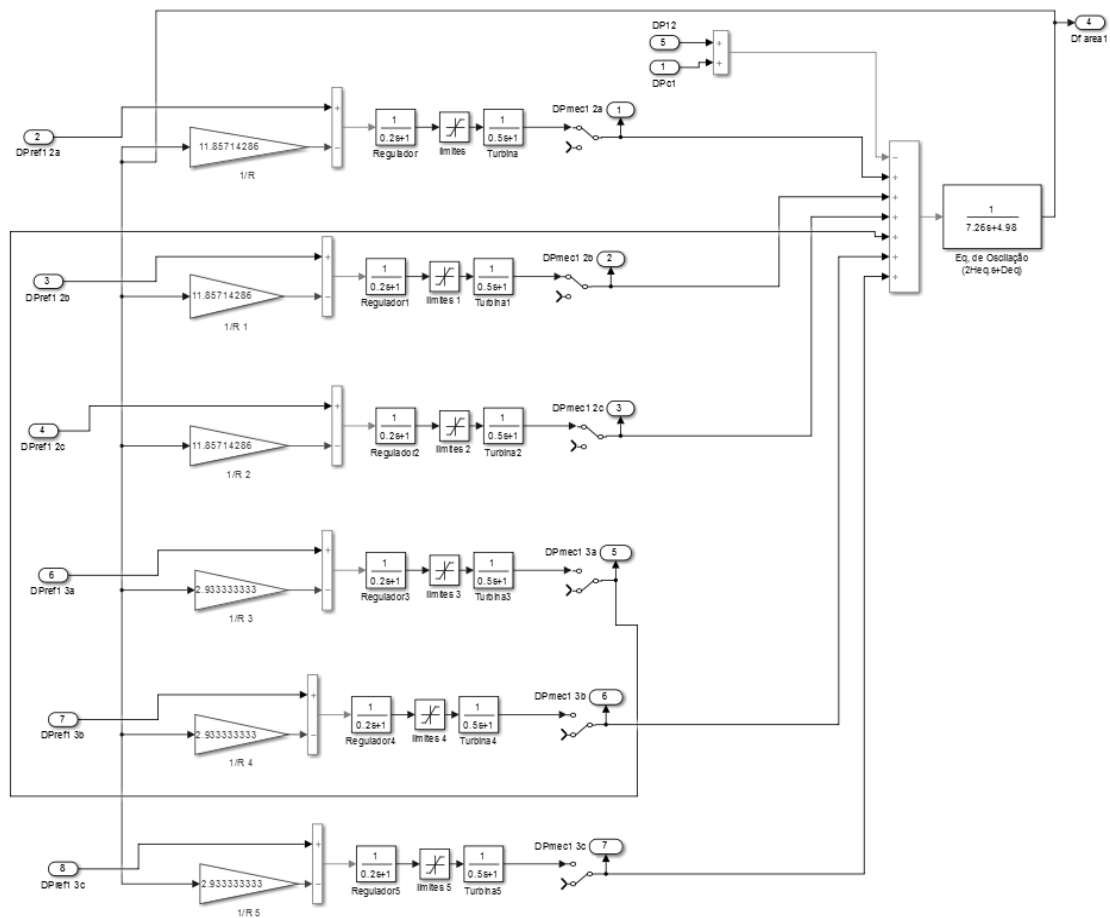


Figura A.2 - Área de controlo 1 do SEE de teste implementada no *simulink* do *Matlab*.

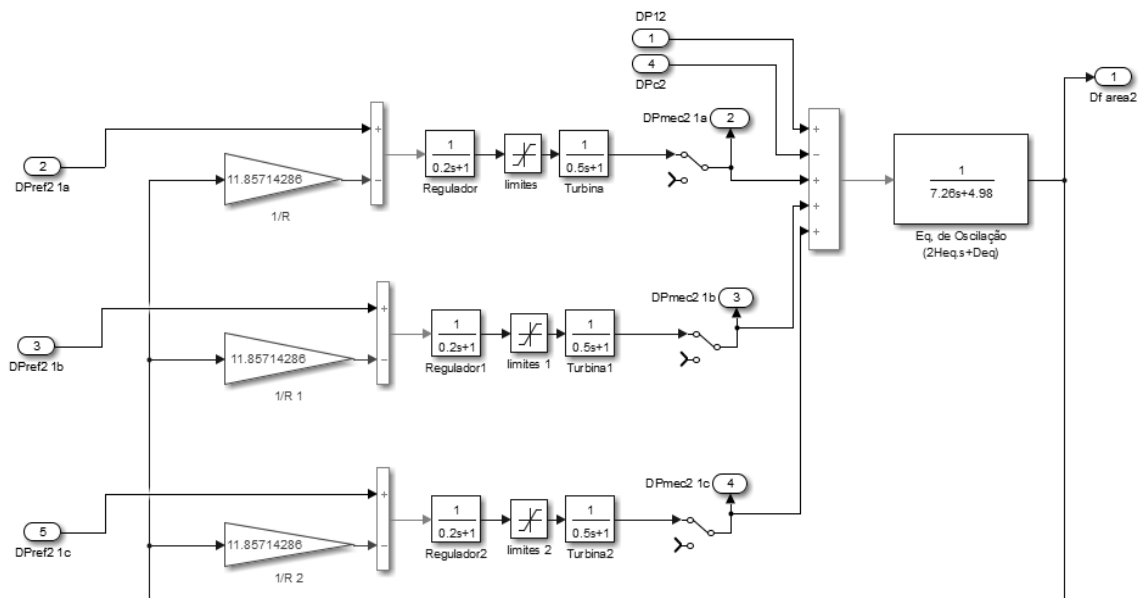


Figura A.3 - Área de controlo 2 do SEE de teste implementada no *simulink* do *Matlab*.

Por fim, são ilustrados os sistemas AGC de cada área de controlo do SEE de teste, nas seguintes figuras.



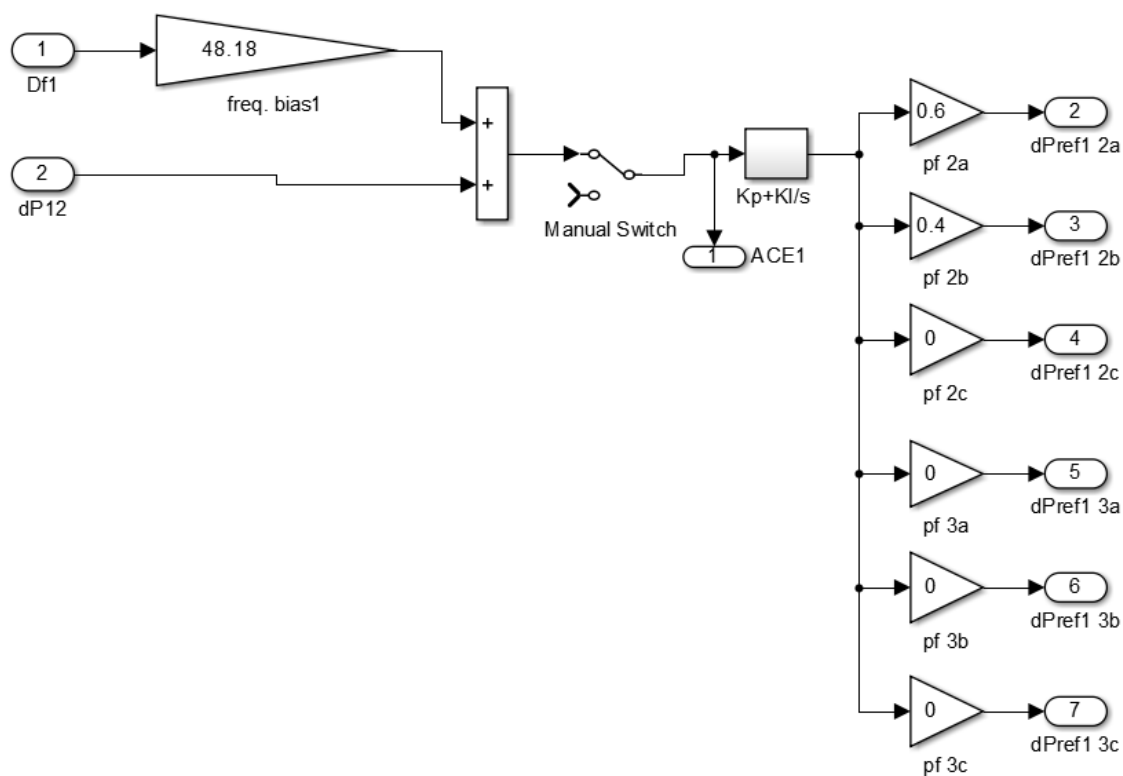


Figura A.4 - Sistema AGC da área de controlo 1 do SEE de teste, implementado no *simulink* do *Matlab*.

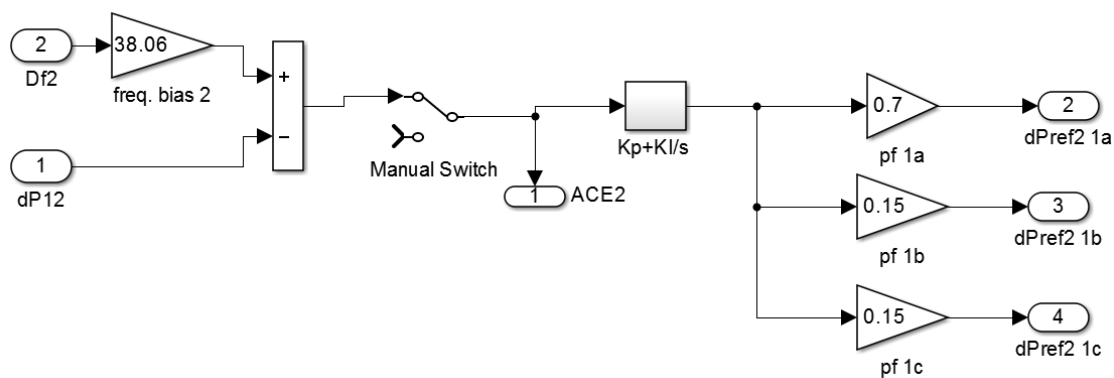


Figura A.5 - Sistema AGC da área de controlo 2 do SEE de teste, implementado no *simulink* do *Matlab*.



## ANEXO B

### Dados do SEE de Teste introduzidos no *PlanSys18*

Neste anexo são apresentados, sob a forma de tabelas, os dados introduzidos no *software PlanSys18* para resolução dos trânsitos de potência e para implementação do modelo dinâmico completo do SEE de teste, analisado na presente dissertação.

A legenda de cada parâmetro representado está disponível em [18].

**Tabela B.1** - Dados das áreas de controlo do SEE de teste.

numero	fbAGC	KiAGC
1	48.18142857	0.02
2	38.06142857	0.02

**Tabela B.2** - Dados dos barramentos do SEE de teste - Parte 1.

numero	identificador	tipo	Vn (kV)	Pg (MW)	Pc (MW)	Qg (Mvar)	Qc (Mvar)	Vsp (p.u.)
1	G1a	REF	11	0	0	0	0	1.04
2	G2a	PV	11	42.11782946	0	0	0	1.025
3	G3a	PV	6.6	22.29767442	0	0	0	1.025
4	B4	PQ	230	0	0	0	0	1
5	B5	PQ	230	0	125	0	50	1
6	B6	PQ	230	0	90	0	30	1
7	B7	PQ	230	0	0	0	0	1
8	B8	PQ	230	0	100	0	35	1
9	B9	PQ	230	0	0	0	0	1
10	G1b	PV	11	42.11782946	0	0	0	1.04
11	G1c	PV	11	42.11782946	0	0	0	1.04
12	G2b	PV	11	42.11782946	0	0	0	1.025
13	G2c	PV	11	42.11782946	0	0	0	1.025
14	G3b	PV	6.6	22.29767442	0	0	0	1.025
15	G3c	PV	6.6	22.29767442	0	0	0	1.025

Tabela B.3 - Dados dos barramentos do SEE de teste - Parte 2.

numero	ang (rad)	variacao de carga	inicio (s)	duracao (s)	Pvar (MW)	Area
1	0	0	0	0	0	2
2	0	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	0	2
5	0	0	0	0	0	1
6	0	0	0	0	0	1
7	0	0	0	0	0	1
8	0	1	2	900	50	1
9	0	0	0	0	0	1
10	0	0	0	0	0	2
11	0	0	0	0	0	2
12	0	0	0	0	0	1
13	0	0	0	0	0	1
14	0	0	0	0	0	1
15	0	0	0	0	0	1

Tabela B.4 - Dados das linhas de transmissão do SEE de teste.

numero	identificador	noi	noj	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Ysh/2 (mS/km)	comprimento (km)
1	B4-B5	4	5	5.29	44.965	0.083175803	1
2	B4-B6	4	6	8.993	48.668	0.074669187	1
3	B5-B7	5	7	16.928	85.169	0.144612476	1
4	B6-B9	6	9	20.631	89.93	0.169187146	1
5	B7-B8	7	8	4.4965	38.088	0.070415879	1
6	B8-B9	8	9	6.2951	53.3232	0.098771267	1

Tabela B.5 - Dados dos transformadores do SEE de teste.

numero	identificador	noi	noj	Sn (MVA)	xf (%)	regulacao	a (p.u.)	a- (p.u.)	a+ (p.u.)	escalao (p.u.)
1	G1a-B4	1	4	83	10	VP	1	0.95	1.05	0.025
2	G1b-B4	10	4	83	10	VP	1	0.95	1.05	0.025
3	G1c-B4	11	4	83	10	VP	1	0.95	1.05	0.025
4	G2a-B7	2	7	83	10	VP	1	0.95	1.05	0.025
5	G2b-B7	12	7	83	10	VP	1	0.95	1.05	0.025
6	G2c-B7	13	7	83	10	VP	1	0.95	1.05	0.025
7	G3a-B9	3	9	44	10	VP	1	0.95	1.05	0.025
8	G3b-B9	14	9	44	10	VP	1	0.95	1.05	0.025
9	G3c-B9	15	9	44	10	VP	1	0.95	1.05	0.025

Tabela B.6 - Dados dos geradores síncronos do SEE de teste - Parte 1.

numero	identificador	noi	H (MJ/MVA)	D (p.u.MW/rad/s)	Xd (Ohm)	Xq (Ohm)	Xlind (Ohm)	Xling (Ohm)
1	G1a	1	1.209198714	0.005283944	2.731975904	1.377650602	0.472337349	1.756763475
2	G1b	10	1.209198714	0.005283944	2.731975904	1.377650602	0.472337349	1.756763475
3	G1c	11	1.209198714	0.005283944	2.731975904	1.377650602	0.472337349	1.756763475
4	G2a	2	1.209198714	0.005283944	2.731975904	1.377650602	0.472337349	1.756763475
5	G2b	12	1.209198714	0.005283944	2.731975904	1.377650602	0.472337349	1.756763475
6	G2c	13	1.209198714	0.005283944	2.731975904	1.377650602	0.472337349	1.756763475
7	G3a	3	1.246666667	0.002801127	1.5048	0.99	0.198	0.396
8	G3b	14	1.246666667	0.002801127	1.5048	0.99	0.198	0.396
9	G3c	15	1.246666667	0.002801127	1.5048	0.99	0.198	0.396

Tabela B.7 - Dados dos geradores síncronos do SEE de teste - Parte 2.

numero	Tlind0 (s)	Tlinq0 (s)	estadorp	Sn (MVA)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
1	9.298	1.5	1	83	68	34
2	9.298	1.5	1	83	68	34
3	9.298	1.5	1	83	68	34
4	9.298	1.5	1	83	68	34
5	9.298	1.5	1	83	68	34
6	9.298	1.5	1	83	68	34
7	3.8	1.5	1	44	36	12
8	3.8	1.5	1	44	36	12
9	3.8	1.5	1	44	36	12

Tabela B.8 - Dados dos reguladores de tensão do SEE de teste.

numero	Aex	Bex	Ka	Ke	Ks	Ta (s)	Te (s)	Tr (s)	Ts (s)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
1	0	0	200	1	0.072	0.84	0.3	0.023	0.9	3.5	-2.5
2	0	0	200	1	0.072	0.84	0.3	0.023	0.9	3.5	-2.5
3	0	0	200	1	0.072	0.84	0.3	0.023	0.9	3.5	-2.5
4	0	0	200	1	0.072	0.84	0.3	0.023	0.9	3.5	-2.5
5	0	0	200	1	0.072	0.84	0.3	0.023	0.9	3.5	-2.5
6	0	0	200	1	0.072	0.84	0.3	0.023	0.9	3.5	-2.5
7	0	0	187	1	0.16	0.4	1	0.02	0.9	3	-3
8	0	0	187	1	0.16	0.4	1	0.02	0.9	3	-3
9	0	0	187	1	0.16	0.4	1	0.02	0.9	3	-3

Tabela B.9 - Dados dos reguladores de velocidade do SEE de teste - Parte 1.

numero	AGC(0/1)	d2Custo/dPg2 (u.c./MW^2)	Cvopen_agc(MW/s)	Cvclose_agc(MW/s)	R (p.u.Hz/p.u.MW)	Tg (s)
1	1	1	999999	-9999	0.084337349	0.1
2	1	1	999999	-9999	0.084337349	0.1
3	1	1	999999	-9999	0.084337349	0.1
4	1	1	999999	-9999	0.084337349	0.1
5	1	1	999999	-9999	0.084337349	0.1
6	1	1	999999	-9999	0.084337349	0.1
7	0	1	999999	-9999	0.340909091	0.3
8	0	1	999999	-9999	0.340909091	0.3
9	0	1	999999	-9999	0.340909091	0.3

Tabela B.10 - Dados dos reguladores de velocidade do SEE de teste - Parte 2.

numero	Pmecmax (MW)	Pmecmin (MW)	Cvopen (MW/s)	Cvclose (MW/s)	Tipo(0/2/3/4)	Rt (p.u.Hz/p.u. MW)	Tr (s)
1	68	34	999999	-9999	0	0	0
2	68	34	999999	-9999	0	0	0
3	68	34	999999	-9999	0	0	0
4	68	34	999999	-9999	0	0	0
5	68	34	999999	-9999	0	0	0
6	68	34	999999	-9999	0	0	0
7	36	12	999999	-9999	2	1.050451203	0.5
8	36	12	999999	-9999	2	1.050451203	0.5
9	36	12	999999	-9999	2	1.050451203	0.5

Tabela B.11 - Dados das turbinas do SEE de teste.

numero	tipo(0/1/2)	Ta (s)
1	0	1
2	0	1
3	0	1
4	0	1
5	0	1
6	0	1
7	2	0.575
8	2	0.575
9	2	0.575

Tabela B.12 - Dados do efeito de caldeira da regulação de frequência do SEE de teste.

numero	activo(0/1)	Cdrop	CB(s)	KI	TI(s)	TR(s)	TRd(s)	TF(s)	TW(s)
1	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7
2	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7
3	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7
4	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7
5	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7
6	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7
7	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7
8	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7
9	0	0.2	200	0.02	90	60	6	25	7

Nas tabelas ilustradas, os valores em p.u. estão numa base de potência de 100 MVA e numa base de frequência de 50 Hz.

## ANEXO C

# Manual do Utilizador da Ferramenta Computacional Desenvolvida em VBA

Neste anexo será apresentado o manual do utilizador da ferramenta computacional desenvolvida em VBA, no âmbito da presente dissertação. Esta ferramenta possibilita o cálculo das condições de operação em regime permanente, definidas pela ação dos sistemas de regulação primária e secundária de frequência-potência ativa, de um qualquer sistema composto por duas áreas de controlo interligadas, após ocorrência de uma perturbação que provoca um desequilíbrio entre a produção e o consumo de uma das áreas de controlo.

### C.1 - Interface Utilizador-Software

A ferramenta computacional implementada utiliza como ambiente de interface com o utilizador duas folhas de cálculo do *Microsoft Excel*. Numa primeira folha, o utilizador deverá introduzir os dados do sistema elétrico de energia que pretende analisar. Na segunda folha, o utilizador terá acesso aos resultados fornecidos pela ferramenta computacional. O ambiente de interface do *software* desenvolvido é ilustrado nas próximas figuras.

DADOS DO CASO DE ESTUDO											
Potência de Base do Sistema (MVA)		100									
Número de Áreas de Controlo		2									
Identificador das Áreas de Controlo		B (p.u.MW/p.u.Hz)									
1	48 18142857										
2	38 06142857										
Tipo de Perturbação		Estado AGC (0/1)									
DPC (p.u.)		SSG (0/1)									
-1		0									
Estado AGC (0/1)		1									
Resultados											
total de geradores síncronos		9									
Número	Identificador	Área	1/R (p.u.MW/p.u.Hz)	AGC (0/1)	Estado Pré-Perturbação (0/1)	f.p.	Reserva + (p.u.MW)	Reserva - (p.u.MW)	D (p.u.MW/p.u.Hz)	PgPreP (p.u.MW)	Estado Pós-Perturbação (0/1)
1	G2a	1	11.85714286	1	1	0.4000	0.0000	-0.6000	1.6600	0.0000	1
2	G2b	1	11.85714286	1	1	0.3000	0.0000	-0.2000	1.6600	0.0000	1
3	G2c	1	11.85714286	1	1	0.3000	0.0000	-0.2000	1.6600	0.0000	1
4	G3a	1	2.933333333	0	1	0.0000	0.0000	-0.5000	0.8800	0.0000	1
5	G3b	1	2.933333333	0	1	0.0000	0.0000	-0.1000	0.8800	0.0000	1
6	G3c	1	2.933333333	0	1	0.0000	0.0000	-0.5000	0.8800	0.0000	1
7	G1a	2	11.85714286	1	1	0.7000	0.0000	-39.0000	1.6600	0.0000	1
8	G1b	2	11.85714286	1	1	0.1500	0.0000	-39.0000	1.6600	0.0000	1
9	G1c	2	11.85714286	1	1	0.1500	0.0000	-39.0000	1.6600	0.0000	1

Figura C.1 - Ambiente para introdução de dados na ferramenta computacional desenvolvida em VBA.

**SITUAÇÃO 2.3**

df (p.u.Hz)	0.00000			
-------------	---------	--	--	--

Área	dPe (p.u.MW)	dPd (p.u.MW)	dPexportada (p.u.MW)	ACE (p.u.)
1	-1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Gerador	dPg (p.u.MW)	Dados
G2a	-0.6000	
G2b	-0.2000	
G2c	-0.2000	
G3a	0.0000	
G3b	0.0000	
G3c	0.0000	
G1a	0.0000	
G1b	0.0000	
G1c	0.0000	

Figura C.2 - Ambiente para verificação dos resultados obtidos por aplicação da ferramenta computacional desenvolvida em VBA.

## C.2 - Introdução de Dados

Nesta secção será apresentada uma breve descrição dos dados a introduzir na ferramenta computacional desenvolvida, respetivos ao sistema elétrico de energia que o utilizador pretende analisar.

→ Dados dos Geradores

Atendendo à figura C.2, o utilizador deverá introduzir o seguinte conjunto de dados dos geradores do SEE em análise:

- *Número total de geradores síncronos;*
- *Número e Identificador de cada gerador síncrono;*
- *Área:* área de controlo a que cada gerador pertence;
- *1/R:* parâmetro do inverso do estatismo de cada gerador (p.u.MW/p.u.Hz);
- *AGC (0/1):* define se o gerador participa (1) ou não (0) na ação dos sistemas AGC;
- *Estado Pré-Perturbação (0/1):* define se o gerador está (1) ou não (0) ativo antes da ocorrência da perturbação;
- *f.p:* fator de participação do gerador na ação dos sistemas AGC;
- *Reserva +:* é a margem de reserva positiva de um gerador, que reflete o aumento de produção de potência ativa que o mesmo poderá experimentar aquando da ocorrência da perturbação, sem violar os seus limites de operação (p.u.MW);
- *Reserva -:* é a margem de reserva negativa de um gerador, que reflete a diminuição de produção de potência ativa que o mesmo poderá experimentar aquando da ocorrência da perturbação, sem violar os seus limites de operação (p.u.MW).
- *D:* é a constante de amortecimento de carga de cada gerador (p.u.MW/p.u.Hz);
- *PgPreP:* é a potência ativa que cada gerador produz no regime permanente de pré-perturbação;
- *Estado Pós-Perturbação (0/1):* define se o gerador está (1) ou não (0) ativo após a ocorrência da perturbação.



→ Dados gerais do SEE em análise

Atendendo à figura C.2, o utilizador deverá introduzir o seguinte conjunto de dados gerais do SEE em análise:

- *Potência de Base do Sistema (MVA)*;
- Número *Identificador* das áreas de controlo;
- *B*: fator de polarização de frequência de cada área de controlo (p.u.MW/p.u.Hz);
- *DPc*: desvio de potência ativa de carga sentido na área de controlo 1, devido à ocorrência da perturbação (p.u.MW);
- *SSG (0/1)*: define se a perturbação provoca (1) ou não (0) a saída de serviço de geradores;
- *AGC (0/1)*: define se os sistemas AGC das áreas de controlo estão (1) ou não (0) ativados.

### C.3 - Resultados Obtidos

Após introdução dos dados o utilizador pressiona a célula RESULTADOS (figura C.1) e será encaminhado para uma nova folha de cálculo, representada na figura C.2, onde estão disponíveis os resultados fornecidos pela ferramenta computacional, para o caso de estudo em análise.

Os resultados fornecidos pela ferramenta desenvolvida são descritos de seguida:

- *SITUAÇÃO*: define o estado em que o sistema em análise se encontra, de acordo com as definições apresentadas no capítulo 3 da presente dissertação;
- *df*: desvio de frequência do sistema sentido após ocorrência da perturbação (p.u.Hz);
- *dPe*: variação da potência ativa total produzida, em cada área de controlo, após ocorrência da perturbação (p.u.MW);
- *dPd*: variação da potência ativa da carga de cada área de controlo, devida ao desvio de frequência imposto pela ocorrência da perturbação (p.u.MW);
- *dPexportada*: variação da potência ativa exportada por cada área de controlo, após ocorrência da perturbação (p.u.MW);
- *ACE*: valor do ACE associado ao sistema AGC de cada área de controlo (p.u.);
- *dPg*: variação da potência ativa produzida por cada gerador do sistema, após ocorrência da perturbação (p.u.MW);

### C.4 - Especificidades

Nesta secção são apresentadas algumas regras que é necessário respeitar para promover o funcionamento adequado da ferramenta computacional desenvolvida.

- Todos os dados introduzidos devem estar representados em p.u., numa base de potência e de frequência comuns;
- As células sombreadas do ambiente de interface utilizador-*software* não devem ser alteradas;

- Se os sistemas AGC das áreas de controlo estão ativados, deverá existir pelo menos um gerador que participe na ação do AGC. Caso tal não aconteça, será enviada uma mensagem de aviso ao utilizador;
- O somatório dos fatores de participação no AGC dos geradores de cada área de controlo deverá ser unitário. Caso tal não aconteça, será enviada uma mensagem de aviso ao utilizador;
- Se estiver definido que a perturbação provoca a saída de serviço de um ou mais geradores, deverá existir pelo menos um gerador da área de controlo 1 (área de controlo perturbada) que apresente o valor 1 em “*Estado Pré-Perturbação (0/1)*” e o valor 0 em “*Estado Pós-Perturbação (0/1)*”. Caso tal não aconteça, será enviada uma mensagem de aviso ao utilizador;
- Se não estiver definido que a perturbação provoca a saída de serviço de um ou mais geradores, o valor de “*Estado Pré-Perturbação (0/1)*” e “*Estado Pós-Perturbação (0/1)*” de cada gerador deverá ser igual. Caso tal aconteça, será enviada uma mensagem de aviso ao utilizador;
- A perturbação não pode provocar a saída de serviço de geradores da área de controlo 2 (área de controlo vizinha, não perturbada). Caso tal aconteça, será enviada uma mensagem de aviso ao utilizador;
- A perturbação não pode provocar a entrada em serviço de geradores do sistema. Caso tal aconteça, será enviada uma mensagem de aviso ao utilizador.